



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

Departamento de Ingeniería Eléctrica

TESIS DOCTORAL

GESTIÓN ÓPTIMA DE POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS CON GENERACIÓN EÓLICA

Autora:

Mónica Alonso Martínez

Directora:

Dra. Hortensia Amarís Duarte

Leganés, 2010

TESIS DOCTORAL

GESTIÓN ÓPTIMA DE POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS CON GENERACIÓN EÓLICA

Autora: Mónica Alonso Martínez

Directora: Dra. Hortensia Amarís Duarte

Firma del Tribunal Calificador:

Firma

Presidente:

Vocal:

Vocal:

Vocal:

Secretario:

Calificación:

Leganés, de de

*“A veces sentimos que lo que
hacemos es tan sólo una gota en el
mar; pero el mar sería menos si le
faltara una gota”.*

M. Teresa de Calcuta.

A Marta y Lucía.

AGRADECIMIENTOS

Después de muchos años, este trabajo ve la luz y son muchas las personas a las que debo agradecer su compañía en este tiempo.

En primer lugar, a Hortensia Amarís, por confiar en mí y apostar por este trabajo cada día, por su ayuda y disponibilidad, por su paciencia conmigo, muchas gracias.

En segundo lugar, a Julio Usaola y Juan Carlos Burgos, por ofrecerme la posibilidad de trabajar en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de esta universidad al terminar la carrera, muchas gracias.

A toda la gente que durante estos años ha pasado por el Departamento de Electricidad. En especial a Miguel G. Lobo, Carlos Álvarez y Lucía Gauchía por las largas conversaciones y su ayuda en los últimos meses, muchas gracias.

Agradezco a Gerardo González su compañía en la toma de contacto con el mundo de la energía eólica durante mi estancia en REE.

A Unión Fenosa, gracias por facilitarme los datos de la antigua red Ávila-Segovia para hacer este trabajo.

Me siento afortunada de tener muchos amigos, todos han aportado su granito de arena en este trabajo. A M^a José Díaz, mi “hermana mayor”, Mariajo, Carmen, Sole y M^a José Cerro, gracias por estar atentas a cualquier llamada de teléfono, por centrar mi mirada en los buenos y malos momentos, por enseñarme que cualquier circunstancia en la vida es un más y tiene un sentido, aunque sea dolorosa; a Pepe y Eduardo, por todo lo aprendido de las exposiciones que hemos hecho juntos; al resto de Getafe: Antonio, Roberto, Jesús, Ángel y todos los demás por llevarme en su memoria. A José y Cristina, cuya experiencia y amistad son un regalo. A Sonia, que me acompaña desde que empezamos juntas la carrera. A Cristina C.H., M^a Eugenia y Cristina V. por creer en mí todos los días. Y a tantos otros que formáis parte de mi vida, muchas gracias.

Tengo mucho que agradecer a mi familia. A mis padres, Ángel y Rosa, por apoyarme en cualquier decisión que he tomado en mi vida, y estar siempre a mi lado. A Víctor y Ramón, porque sé que un simple “hola” está cargado de cariño. A Amparo y Pepe que junto con mis padres han cuidado de mis hijas para que yo pueda terminar este trabajo, por su apoyo todo este tiempo, y que nunca terminaré de agradecer, mil gracias.

Y finalmente a las tres personas más importantes de mi vida, con las que comparto espacio y tiempo. A Pedro, que me acompaña en la vida, por los buenos y malos momentos a lo largo del camino que hemos recorrido juntos, y el que nos queda por recorrer. A Marta y Lucía, freno y motor de este trabajo, por su comprensión y madurez a pesar de su corta edad, por su alegría y amor incondicional, por sus abrazos y besos, mil gracias chicos.

RESUMEN

En las últimas décadas se está produciendo una evolución creciente de la demanda que sitúa el punto de trabajo de los sistemas de potencia próximos a sus límites físicos de funcionamiento. Muchos son los ejemplos de problemas de estabilidad de tensión relacionados con este aumento de carga a lo largo de todo el mundo.

Los sistemas de compensación de reactiva se presentan como una buena alternativa para aliviar los problemas relacionados con la estabilidad de tensión; por lo que, la planificación de potencia reactiva en grandes sistemas eléctricos cobra especial importancia, desarrollándose nuevas técnicas para su resolución.

Las técnicas metaheurísticas se perfilan como una buena alternativa para resolver el problema de gestión óptima de la potencia reactiva, entendido como operación, localización y dimensionado óptimo de estas unidades. Entre ellas, los algoritmos genéticos destacan por su rapidez de cálculo y su sencillez.

El incremento de la penetración de la energía eólica en los sistemas de potencia, motivado por los incentivos del uso de las fuentes de energía renovables, ha supuesto la creación en diferentes países de códigos de conexión a red. Estos códigos establecen requisitos de operación para los parques eólicos encaminados a favorecer la máxima incorporación de energía eólica en los sistemas eléctricos a la vez que se exige a esta generación un comportamiento similar al de las centrales convencionales. Entre todas las tecnologías empleadas para la generación de electricidad a partir del recurso eólico, el generador asíncrono doblemente alimentado ha experimentado un gran auge gracias a la capacidad de controlar la potencia activa y reactiva entregada a la red.

En esta tesis se ha desarrollado un algoritmo genético para la gestión óptima de la potencia reactiva en sistemas eléctricos con generación eólica. Las unidades generadoras de potencia reactiva consideradas son los dispositivos estáticos de compensación de potencia reactiva y los aerogeneradores asíncronos doblemente alimentados, empleados para controlar la tensión en toda la red.

Las estrategias de optimización propuestas permiten localizar de forma óptima las unidades de compensación de reactiva y gestionar la inyección de potencia reactiva para satisfacer diferentes escenarios de carga y generación de los sistemas de eléctricos.

Finalmente, se comprueban los beneficios asociados a la incorporación óptima de unidades de generación de potencia reactiva en el sistema en cuanto a criterios de seguridad de red se refiere.

ABSTRACT

During the last decades there has been an upward trend in demand, which places the operating point of power systems closer to their physical limits of operation. There are many examples of voltage stability problems caused due to the demand increase throughout the world.

Reactive power compensation systems are presented as a good alternative that aims to alleviate problems related to voltage stability. Therefore reactive power planning in large power systems has become a particularly important point in recent years since it is necessary to develop new techniques to solve any problem that may arise.

Moreover, Metaheuristic techniques has come up to be a good alternative to resolve the problem of optimal management of reactive power, which involves operation, location and optimal size of these units. Among these techniques genetic algorithms stand out because of their speed of calculation and simplicity.

The increased penetration trend of wind energy in power systems, caused mostly by the incentives to use renewable energy sources, has led to the creation of grid codes in different countries throughout the world. These codes establish operational requirements for wind farms to enhance the maximum integration of wind energy electrical systems and to make this generation process to occur in the same way as conventional plants. Among all the technologies implemented in generating electricity from wind resource, the doubly-fed induction generator has experienced an unprecedented boom thanks to its ability to control active and reactive power delivered to the network.

This thesis develops a genetic algorithm for optimal management of reactive power in power systems with wind energy. The here considered reactive power generating units are static devices of reactive power compensation and doubly fed induction wind turbines, which are used to control the voltage and the voltage stability along the network.

The proposed optimization strategies will enable not only to determinate in an optimal way the reactive power compensation units location, but also to manage the reactive power injection to fulfill the needs of different scenarios of load and generation in power systems.

Finally, the benefits associated with the optimal implementation of reactive power generation units in the system will be verified in terms of network security standards.

ÍNDICE

Agradecimientos	i
Resumen	iii
Abstract	v
Índice	vii
Índice de Figuras	xi
Índice de Tablas	xv
Índice de Símbolos	xix
Índice de Acrónimos	xxiii
CAPÍTULO 1	
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Situación actual y expectativas de crecimiento de la energía eólica	3
1.2 Estabilidad de tensión y dispositivos FACTS	5
1.3 Objetivos de la tesis	6
1.4 Estructura de la tesis	7
CAPÍTULO 2	9
Estabilidad de tensión	9
y análisis de contingencias	9
2.1 Introducción	11
2.2 Clasificación de la estabilidad en sistemas de potencia	12
2.2.1 Estabilidad de ángulo de rotor	12
2.2.2 Estabilidad de frecuencia	12
2.2.3 Estabilidad de tensión	13
2.3 Estabilidad de tensión	14
2.3.2 Métodos de continuación	15
2.3.3 Implicación de los componentes del sistema	18
2.3.4 Modelos de cargas eléctricas	19
2.3.5 Sistema de dos nudos. Máxima transferencia de potencia	21
2.3.6 Curvas P-V	22
2.3.7 Curvas V-Q	24
2.3.8 Escenarios de inestabilidad de tensión	25
2.3.9 Efectos de la compensación de reactiva	27
2.3.10 Efectos de los transformadores con regulación de tomas	32
2.4 Análisis de la estabilidad de tensión en una red de 14 nudos	33
2.4.1 Descripción del sistema	33
2.4.2 Influencia del modelo de carga	35

Índice

2.4.3	Influencia de los compensadores estáticos de tensión SVC	37
2.4.4	Influencia del cambio de tomas de los transformadores	39
2.5	Seguridad de sistemas de potencia	40
2.6	Análisis de contingencias	42
2.6.1	Propuesta de un índice de funcionamiento de tensión	45
2.7	Síntesis	46

CAPÍTULO 3

ALGORITMOS DE OPTIMIZACIÓN EMPLEADOS EN LA GESTIÓN DE LA POTENCIA

REACTIVA 47

3.1	Algoritmos de gestión de potencia reactiva.	49
3.1.1	Introducción	49
3.1.2	Introducción al flujo de cargas óptimo	49
3.1.3	Flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad	52
3.1.4	Modelo teniendo en cuenta la conceptos de estabilidad de tensión	54
3.2	Selección de la función objetivo	55
3.2.1	Minimización de costes variables	55
3.2.2	Minimización de costes variables y pérdidas de potencia activa	56
3.2.3	Minimización de costes variables y coste del combustible	57
3.2.4	Minimización de la desviación respecto a un punto de consigna	57
3.2.5	Minimización de objetivos relacionados con la estabilidad de tensión	57
3.2.6	Multiobjetivo	58
3.3	Métodos de resolución del problema de planificación de potencia reactiva	60
3.3.1	Métodos convencionales	60
3.3.2	Métodos de programación avanzada o búsqueda inteligente	61
3.4	Síntesis	68

CAPÍTULO 4

ALGORITMOS GENÉTICOS 69

4.1	Un poco de historia de los AG	71
4.2	Algoritmo genético	72
4.3	Condiciones de aplicación de los AG a un problema de optimización	74
4.4	Mejoras del AG	75
4.4.1	Codificación	75
4.4.2	Población inicial	76
4.4.3	Selección	78
4.4.4	Cruzamiento	80
4.4.5	Mutación	83
4.4.6	Elitismo	84
4.4.7	Reemplazo	84
4.4.8	Criterio de Parada	85
4.4.9	Soluciones no factibles	86
4.4.10	Consideraciones sobre la selección de parámetros	87
4.5	Desarrollo de un algoritmo genético para maximizar la cargabilidad del sistema	88

4.5.1	Planteamiento del problema	88
4.5.2	Programación del AG	90
4.6	Implementación y validación del algoritmo	92
4.7	Caso 1: localización de una unidad de generación distribuida e inyección de potencia reactiva	99
4.8	Caso 2: localización simultánea de varias unidades de generación distribuida e inyección óptima de potencia reactiva	101
4.9	Algoritmo genético multiobjetivo para maximizar la cargabilidad y el grado de penetración	104
4.9.1	Planteamiento del problema	105
4.9.2	Programación del AG	105
4.9.3	Caso 3: maximización de carga y grado de penetración. Aplicación a red IEEE de 34 nudos	106
4.10	Síntesis	107

CAPÍTULO 5

MODELADO DE FUENTES DE GENERACIÓN DE POTENCIA REACTIVA 109

5.1	Códigos de conexión a red de generadores eólicos	111
5.2	Modelos de Compensadores estáticos de potencia	116
5.3	Aerogeneradores de velocidad fija	120
5.4	Aerogeneradores de velocidad variable	121
5.5	Potencia mecánica extraíble del viento y estrategia de control de aerogeneradores	122
5.6	Modelo de la máquina asíncrona doblemente alimentada	124
5.6.2	Potencia activa entregada a la red	127
5.6.3	Potencia reactiva entregada a la red	127
5.6.4	Diagrama PQ	128
5.7	Síntesis	135

CAPÍTULO 6

CASOS PRÁCTICOS 137

6.1	Descripción del sistema de estudio	139
6.2	Planteamiento de varias estrategias de optimización	141
6.2.1	Planteamiento general del problema	141
6.2.2	Programación del AG	143
6.3	E.O.1: Maximización de la cargabilidad	145
6.3.1	Función objetivo	145
6.3.2	Resultados	146
6.4	E.O.2: Minimización de los costes derivados de las pérdidas de potencia activa	147

Índice

6.4.1	Función objetivo	147
6.4.2	Resultados	147
6.5	E.O.3: Minimización del coste asociado a las unidades de generación de potencia reactiva instaladas	148
6.5.1	Función objetivo	148
6.5.2	Resultados	149
6.6	E.O.4: Multiobjetivo	150
6.6.1	Función multiobjetivo	150
6.6.2	Resultados	151
6.7	Selección de la mejor estrategia de optimización	153
6.8	Estudio de varios escenarios de carga	157
6.8.1	Planteamiento del problema	157
6.8.2	Resultados	158
6.9	Gestión de potencia reactiva para la carga diaria	161
6.10	Impacto de la planificación de potencia reactiva en el análisis de contingencias	164
6.10.1	Planteamiento general del problema	164
6.10.2	Casos de estudio	164
6.10.3	Resultados	165
6.11	Optimización de la regulación de la potencia reactiva de generadores eólicos asíncronos doblemente alimentados	167
6.11.1	Planteamiento del problema	167
6.11.2	Resultados	168
6.12	Síntesis	170
CAPÍTULO 7		
CONCLUSIONES		173
7.1	Conclusiones	175
7.2	Aportaciones originales	177
7.3	Futuros Desarrollos	177
7.4	Publicaciones y proyectos de investigación	178
Anexos		179
Anexo 1		181
A.1.1	Datos del sistema IEEE-14 nudos	181
A.1.2	Datos del sistema de la red IEEE-34	183
A.1.3	Datos del sistema de 140 nudos	185
Anexo 2		195
	Glosario de términos de los AG	195
Bibliografía		197

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Evolución de la potencia eólica instalada y acumulada en España hasta 2009.	4
Figura 1.2 Evolución de la potencia eólica instalada y acumulada en Europa.	4
Figura 2.1 Clasificación de la estabilidad de tensión.	14
Figura 2.2 Sistema de dos nudos.	16
Figura 2.3 Búsqueda del punto de colapso de tensión mediante el empleo de los métodos de continuación.	18
Figura 2.4 Sistema de dos nudos para máxima transferencia de potencia.	21
Figura 2.5 Variación de tensión con respecto a la potencia.	22
Figura 2.6 Curvas P-V.	23
Figura 2.7 Curvas V-Q.	24
Figura 2.8 Curvas V-Q para el sistema de dos nudos.	25
Figura 2.9 Mecanismo de inestabilidad: aumento de la carga ($\alpha_1 = \alpha_2 = 0$).	26
Figura 2.10 Mecanismos de inestabilidad: gran perturbación.	27
Figura 2.11 Curvas P-V para diferentes escalones de compensación de reactiva.	29
Figura 2.12 Esquema de representación de SVC.	30
Figura 2.13 Curva P-V con conexión de SVC.	30
Figura 2.14 Esquema de STATCOM.	31
Figura 2.15 Regulador dinámico de un transformador con tomas.	32
Figura 2.16 Sistema IEEE de 14 nudos modificado.	34
Figura 2.17 Perfil de tensiones de la red IEEE de 14 nudos modificada.	34
Figura 2.18 Evolución de los nudos 3, 4, 5 y 14 ante variaciones de la carga.	35
Figura 2.19 Curva PV modelo de potencia.	36
Figura 2.20 Curva PV modelo de corriente constante.	36
Figura 2.21 Curva PV modelo de impedancia constante.	37
Figura 2.22 Curva PV modelo ZIP.	37
Figura 2.23 Curvas P-V para la red IEEE de 14 nudos modificada con SVC.	38
Figura 2.24 Curva V-Q para el nudo 14 de la red IEEE de 14 nudos modificada.	39

Índice de Figuras

Figura 2.25 Curvas P-V correspondientes al nudo 14 de red la IEEE de 14 nudos modificada, considerando la variación de la relación de transformación del transformador conectado entre los nudos 4 y 7. _____	40
Figura 3.1 Estados de funcionamiento de sistemas de potencia. _____	53
Figura 3.2 Curvas P-V para estado de funcionamiento normal y tras contingencia. _____	55
Figura 3.3 Margen de estabilidad de tensión (MS). _____	58
Figura 4.1 Flujograma de un AG. _____	73
Figura 4.2 Ejemplo de individuo genético binario. _____	76
Figura 4.3 Cruce simple o de un punto. _____	81
Figura 4.4 Cruce multipunto. _____	81
Figura 4.5 Cruce segmentado. _____	82
Figura 4.6 Cruce uniforme. _____	82
Figura 4.7 Pseudocódigo del AG. _____	90
Figura 4.8 Estructura del cromosoma. _____	91
Figura 4.9 Red de 4 nudos. _____	93
Figura 4.10 Gráfico de distribución de probabilidades para cada padre. _____	95
Figura 4.11 Esquema de la red IEEE de 34 nudos. _____	99
Figura 4.12 Perfil de tensiones inicial de la red IEEE de 34 nudos modificada. _____	99
Figura 4.13 Ejemplo de Cromosomas y población del caso 1. _____	100
Figura 4.14 Perfil de tensiones del caso 1. _____	100
Figura 4.15 Curvas P-V del caso 1. _____	101
Figura 4.16 Perfil de tensiones del caso 2. _____	103
Figura 4.17 Perfil de tensiones para carga máxima del caso 2. _____	103
Figura 4.18 Curvas P-V para el caso 2. _____	104
Figura 4.19 Perfil de tensiones del caso 3. _____	107
Figura 5.1 Requerimientos típicos para el factor de potencia en función de la tensión. _____	111
Figura 5.2 Potencia activa de los generadores eólicos en función del factor de potencia. _____	112
Figura 5.3 Requerimientos de conexión en cuanto a factor de potencia se refiere para Alemania e Inglaterra. _____	112

Figura 5.4 Requerimientos de los códigos de conexión ingleses e irlandeses. _____	113
Figura 5.5 Requerimientos del código Eltra. _____	114
Figura 5.6 Requerimientos del código AESO. _____	115
Figura 5.7 Resumen de requerimientos de los diferentes códigos de conexión. _____	115
Figura 5.8 Esquema de reactancia controlada por tiristores (TCR). _____	116
Figura 5.9 Onda de corriente para un dispositivo TCR, $\alpha_{SVC}=90^\circ$. _____	117
Figura 5.10 Onda de corriente para un dispositivo TCR, $\alpha_{SVC}=120^\circ$. _____	118
Figura 5.11 Onda de corriente para un dispositivo TCR, $\alpha_{SVC}=150^\circ$. _____	118
Figura 5.12 Ley de control de los TCR. _____	119
Figura 5.13 Curva característica de un SVC. _____	120
Figura 5.14 Esquema de aerogenerador de velocidad fija. _____	121
Figura 5.15 Esquema de sistema de velocidad variable con generador asíncrono doblemente alimentado. _____	122
Figura 5.16 Estrategia de control de la velocidad de la turbina eólica en función de la potencia. _____	124
Figura 5.17 Modelo de aerogenerador con máquina asíncrona doblemente alimentada. _____	125
Figura 5.18 Circuito equivalente de la máquina asíncrona doblemente alimentada. _____	126
Figura 5.19 Vector de corriente de magnetización del estator referida en ejes d-q. _____	126
Figura 5.20 Límites de operación dados por la corriente rotórica. _____	130
Figura 5.21 Límites de operación dados por la tensión rotórica. _____	132
Figura 5.22 Límites de operación dados por la corriente estatórica. _____	133
Figura 5.23 Límites de operación dados por el convertidor de red. _____	134
Figura 5.24 Región de funcionamiento de la máquina asíncrona doblemente alimentada. _____	134
Figura 6.1 Red de 140 nudos. _____	139
Figura 6.2 Perfil de tensiones inicial de la red de 140 nudos. _____	140
Figura 6.3 Potencial eólico de Castilla León. _____	140
Figura 6.4 Codificación de las variables del problema. _____	143
Figura 6.5 Flujograma del AG. _____	144
Figura 6.6 Perfil de tensiones E.O. 1. _____	146

Índice de Figuras

Figura 6.7 Perfil de tensiones E.O. 2. _____	148
Figura 6.8 Perfil de tensiones E.O. 3. _____	149
Figura 6.9 Perfil de tensiones de las E.O. multiobjetivo. _____	151
Figura 6.10 Dispersión del perfil de tensiones de las E.O. multiobjetivo. _____	152
Figura 6.11 Perfil de tensiones de las E.O.1, 2, 3 y 4c. _____	153
Figura 6.12 Tensión máxima, mínima y media de las E.O.1, 2, 3 y 4c. _____	154
Figura 6.13 Diferencia de tensiones y dispersión de las E.O.1, 2, 3 y 4c. _____	154
Figura 6.14 Curvas PV de las E.O.1, 2, 3 y 4c. _____	155
Figura 6.15 $\lambda_{\text{lim,teórico}}$ y $\lambda_{\text{máx}}$ de tensión para las E.O.1, 2, 3 y 4c. _____	155
Figura 6.16 Pérdidas de potencia activa y capacidad total de los SVC de las E.O.1, 2, 3 y 4c. _____	156
Figura 6.17 Coste de las pérdidas de activa y la capacidad de los SVC. _____	156
Figura 6.18 Perfil de tensiones para las configuraciones dadas por los escenarios de carga aplicados a situación de carga punta. _____	159
Figura 6.19 Perfil de tensiones para escenario de carga valle, máxima y mínima generación para el E.C. 4. _____	159
Figura 6.20 Perfil de tensiones para consignas de inyección de potencia reactiva. _____	161
Figura 6.21 Curva de demanda anual. _____	162
Figura 6.22 Perfil de tensiones post-contingencia, pérdida de la línea 7-2. _____	166
Figura 6.23 Perfil de tensiones post-contingencia, pérdida de la línea 3-7. _____	166
Figura 6.24 Perfil de tensiones inicial de la red de 140 nudos con tomas de transformadores. _____	167
Figura 6.25 Perfil de tensiones para los casos de estudio. _____	169
Figura 6.26 Curvas PV para los casos de estudio. _____	169
Figura A.1 Mapa topológico de la red Ávila-Segovia. _____	192
Figura A.2 Esquema completo de la red Ávila-Segovia. _____	193

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Coeficientes a_1 y a_2 de los modelos de carga.	20
Tabla 2.2 Coeficientes del modelo ZIP.	20
Tabla 2.3 Máxima cargabilidad según modelos de carga.	35
Tabla 2.4 Cargabilidad del sistema IEEE de 14 nudos.	38
Tabla 2.5 Límites de las variables de control del sistema en funcionamiento normal.	41
Tabla 2.6 Límites de funcionamiento ante contingencias.	42
Tabla 4.1 Población inicial de la red de 4 nudos.	93
Tabla 4.2 Evaluación de la población inicial de la red de 4 nudos.	94
Tabla 4.3 Asignación de sectores.	95
Tabla 4.4 Selección de padres.	95
Tabla 4.5 Progenitores participantes en el proceso de cruce.	96
Tabla 4.6 Punto de cruce para la primera pareja de padres: gen 1.	96
Tabla 4.7 Punto de cruce para la segunda pareja de padres: gen 2.	96
Tabla 4.8 Descendencia por el método de cruce.	96
Tabla 4.9 Mutación de la población inicial de la red de 4 nudos.	97
Tabla 4.10 Población 1 de la red de 4 nudos.	97
Tabla 4.11 Evolución de las poblaciones de la red de 4 nudos.	98
Tabla 4.12 Resultados del AG para el caso 2.	102
Tabla 4.13 Resultados caso 3: Máxima cargabilidad y penetración.	106
Tabla 4.14 Resultados caso 3: Puntos de conexión, potencias activas y reactivas inyectadas.	106
Tabla 6.1 Estrategias de optimización.	142
Tabla 6.2 Solución E.O. 1.	146
Tabla 6.3 Solución E.O. 2.	147
Tabla 6.4 Solución E.O. 3.	149
Tabla 6.5 Coeficientes de ponderación de la función multiobjetivo.	150
Tabla 6.6 Resultados de las E.O. multiobjetivo dado por el AG.	151

Índice de Tablas

Tabla 6.7 Resumen E.O. multiobjetivo.	152
Tabla 6.8 Resultados del AG para las E.O. 1, 2, 3 y 4c.	153
Tabla 6.9 Tabla resumen de las E.O.1, 2, 3 y 4c.	157
Tabla 6.10 Escenarios de carga y generación.	157
Tabla 6.11 Resumen de resultados de los escenarios de carga.	158
Tabla 6.12 Consignas de potencia reactiva para los 4 escenarios de carga y la configuración de red óptima.	160
Tabla 6.13 Resultado del escenario de carga-generación 4.	161
Tabla 6.14 Consignas de reactiva para la curva de carga diaria de estudio.	163
Tabla 6.15 Límites de las variables de control del análisis de contingencias.	164
Tabla 6.16 Ubicación de casos de estudio.	164
Tabla 6.17 Resumen de violaciones.	165
Tabla 6.18 Índice de severidad para contingencias.	166
Tabla 6.19 Resultados de la estrategia de optimización de la potencia reactiva de los aerogeneradores.	168
Tabla 6.20 Resultados de la estrategia de optimización de la potencia reactiva de los aerogeneradores (continuación).	169
Tabla 6.21 Resumen de las estrategias del problema de optimización.	170
Tabla A.1.1 Nudos de la red IEEE de 14 nudos.	181
Tabla A.1.2 Generadores de la red IEEE de 14 nudos.	181
Tabla A.1.3 Líneas de la red IEEE de 14 nudos	182
Tabla A.1.4 Líneas de la red IEEE de 34 nudos	184
Tabla A.1.5 Nudos de la red de 140 nudos	185
Tabla A.1.6 Nudos de la red de 140 nudos (continuación)	186
Tabla A.1.7 Nudos de la red de 140 nudos (continuación)	187
Tabla A.1.8 Nudos de la red de 140 nudos (continuación)	188
Tabla A.1.9 Líneas de la red de 140 nudos	188
Tabla A.1.10 Líneas de la red de 140 nudos (continuación)	189
Tabla A.1.11 Transformadores de la red de 140 nudos	189

Tabla A.1.12 Transformadores de la red de 140 nudos (continuación).	190
Tabla A.1.13 Transformadores de la red de 140 nudos (continuación).	191

ÍNDICE DE SÍMBOLOS

a_{li}	Factor de distribución ante pérdida de un generador
a_{0i}, a_{1i}, a_{2i}	Coefficientes de la curva coste-potencia
a_1, a_2	Coefficientes modelo de carga
b_1, b_2, b_3	Coefficientes modelo de carga
c_1, c_2 y c_3	Coefficientes modelo de carga
d_{lk}	Factor de distribución ante la pérdida de una línea
du_k	Índice de severidad de las contingencias
$f(u, x)$	Función objetivo
$g(u, x)$	Ecuaciones de igualdad
$h(u, x)$	Ecuaciones de desigualdad
k	Índice de contingencia
p_c	Probabilidad de cruce
p_m	Probabilidad de mutación
p_s	Probabilidad de corte
r	Valor aleatorio para proceso de selección
s	deslizamiento
u	Conjunto de variables de control
v	Velocidad del viento
x	Conjunto de variables de estado
A	Área barrida por las palas del aerogenerador
B	Susceptancia
C_0	Coste fijo de la unidad de potencia reactiva
C_1	Coste unitario de la unidad de potencia reactiva
C_2	Coste asociado a las pérdidas de potencia activa
C_p	Coefficiente mecánico de potencia
C_{pe}	Coefficiente de potencia eléctrico
C_T	Coste de combustible
$Cost_{losses}$	Coste de las pérdidas de potencia activa
$Cost_{Var}$	Coste de las unidades de generación de potencia reactiva
I	Valor eficaz de la intensidad
\mathbf{I}	Fasor de intensidad
$L_M = L_0$	Inductancia mutua
L_R	Inductancia del rotor

L_S	Inductancia del estator
$L_{\sigma S}$	Inductancia mutua referida al estator
$L_{\sigma R}$	Inductancia mutua referida al rotor
LF_l	Flujo de potencia por la línea l
N_c	Número de contingencias
P	Potencia activa
$P_{eólica}$	Potencia extraíble del viento
P_{gi}	Potencia activa generada por el generador i
P_{GD_i}	Potencia activa de la unidad de GD i
PC_k	Punto de conexión del generador k
$P_{generación}$	Población de la generación
P_{int}	Población intermedia
P_{loss}	Pérdidas de potencia activa
Q	Potencia reactiva
R	Radio del rotor del aerogenerador
R_R	Resistencia del rotor
R_S	Resistencia del estator
S	Fasor de potencia aparente
V	Fasor de tensión
V	Valor eficaz de la tensión
T_l	Toma del transformador l
X	Reactancia
Y	Admitancia
α, β, γ	Coefficientes de la función multiobjetivo
α_{SVC}	Ángulo de disparo del SVC
Δv_i	Tolerancia de la máxima desviación de la tensión del nudo i
$\Delta V_{imáx}$	Máxima desviación de la tensión del nudo i
$\Delta LF_{l,máx}$	Máxima desviación del flujo de potencia por la línea l
ϵ	Ángulo de conducción del SVC
η_e	Rendimiento del generador eléctrico
η_m	Rendimiento del sistema mecánico del aerogenerador
θ	Fase del fasor de tensión
ξ	Ángulo de paso de pala
λ	Coefficiente de cargabilidad
$\lambda_{óptimo}$	Coefficiente de velocidad específica para velocidad óptima
λ_v	Coefficiente de velocidad específica

μ	Paso de integración
ρ	Densidad del aire
σ	Factor de dispersión total
σ_R	Coeficiente de dispersión del rotor
σ_S	Coeficiente de dispersión del estator
$\sigma_{1p.u.}$	Dispersión del perfil de tensión con respecto a la tensión de referencia 1 p.u.
τ	Ángulo de la intensidad del rotor
φ	Ángulo de la potencia de la carga
ψ_R	Flujo del rotor
ψ_S	Flujo del estator
ω_1	Velocidad angular de la red o velocidad de sincronismo
$\omega_{\text{óptimo}}$	Velocidad angular de las palas para máxima potencia
ω_R	Velocidad angular del rotor
ω_S	Velocidad angular del estator
ω	Velocidad angular de las palas

Subíndices

d	Componente del eje directo
q	Componente del eje en cuadratura
R	Referido al rotor
S	Referido al estator

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

AEE	Asociación Empresarial Eólica
AG	Algoritmo Genético
AIE	Agencia Internacional de la Energía
EWEA	<i>European Wind Energy Asociation</i>
FACTS	<i>Flexible Alternative Current Transmission Systems</i>
GD	Generación Distribuida
HVDC	<i>High Voltage Direct Current Transmission</i>
OLTC	<i>On line tap changer</i>
P.O.	Procedimiento de Operación
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition system
STATCOM	<i>Static synchronous Compensator</i>
SVC	<i>Static Voltage Compensator</i>
TCR	<i>Thyristor Capacitor Reactor</i>
TSCS	<i>Thyristor Switched Capacitor Series</i>

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta la motivación y el interés que ha dado lugar a la realización de esta tesis doctoral. Se enuncian los principales objetivos planteados en esta tesis y finalmente se muestra la estructura del documento.

1.1 Situación actual y expectativas de crecimiento de la energía eólica

El control del consumo de energía en Europa y la mayor utilización de la energía procedente de fuentes renovables, junto con el ahorro energético y una mayor eficiencia energética, constituyen una parte importante del paquete de medidas necesarias para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, y para cumplir el Protocolo de Kioto aprobado en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, con vistas a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero más allá de 2012 [1].

Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la energía eólica alcanzará el 14% de la producción eléctrica europea en 2030 y supondrá un 60% del incremento total de la generación eléctrica entre 2006 y 2030. Esta misma agencia estima que la energía eólica va a ser la energía que más se va a desarrollar en el mundo hasta el 2050, llegando a alcanzar una potencia anual a instalar superior a los 70.000 MW, de los que el 30% corresponderán a parques eólicos marinos. Esta evolución se fundamenta en el cumplimiento de los escenarios de sostenibilidad planteados en diferentes programas, como por ejemplo, el escenario BLUE de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el periodo 2005-2050 en el que la eólica permitirá conseguir un 26% de esta reducción.

Partiendo de esta premisa, la Directiva 2009/28/CE [1], relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, establece que el 20% del consumo final bruto de energía de la Comunidad Europea en 2020 debe proceder de fuentes renovables. Para conseguir este objetivo a nivel europeo la Directiva establece objetivos individuales para cada uno de los países miembros, que en el caso de España coincide con el objetivo comunitario del 20%. De acuerdo con una primera estimación [2], la aportación en España de las energías renovables al consumo final bruto de la energía pasa del 10,5% en 2008, al 22,7% en el año 2020, superior al objetivo individual del 20% fijado por la Directiva.

La energía eólica en España es una de las principales fuentes de energía renovable y ha experimentando un gran auge en los últimos años, como se puede apreciar en la Figura 1.1. Según la Asociación Empresarial Eólica (AEE), la energía eólica ha llegado a abastecer el 40% de la demanda de energía eléctrica española en la madrugada del 24 de noviembre de 2008, y constantemente se están superando los máximos de producción y de factor de simultaneidad (potencia eólica en funcionamiento en relación con la instalada).

La energía eólica instalada a nivel europeo se encuentra en torno a los 71.467 MW (9,1% del equipo de generación de electricidad), de los cuales 10.163 MW se instalaron en 2009, un 23% más que en el año anterior, y que representa el 39% de las nuevas instalaciones para generación de electricidad en Europa en el último año. A nivel europeo, a finales de 2009, España aparece como la segunda potencia en cuanto a energía eólica instalada se refiere (19.149 MW), por detrás de Alemania (25.777 MW). Además, es importante destacar que la máxima

incorporación de energía eólica a la red en el año 2009 la ostenta España, con 2.459 MW nuevos instalados.

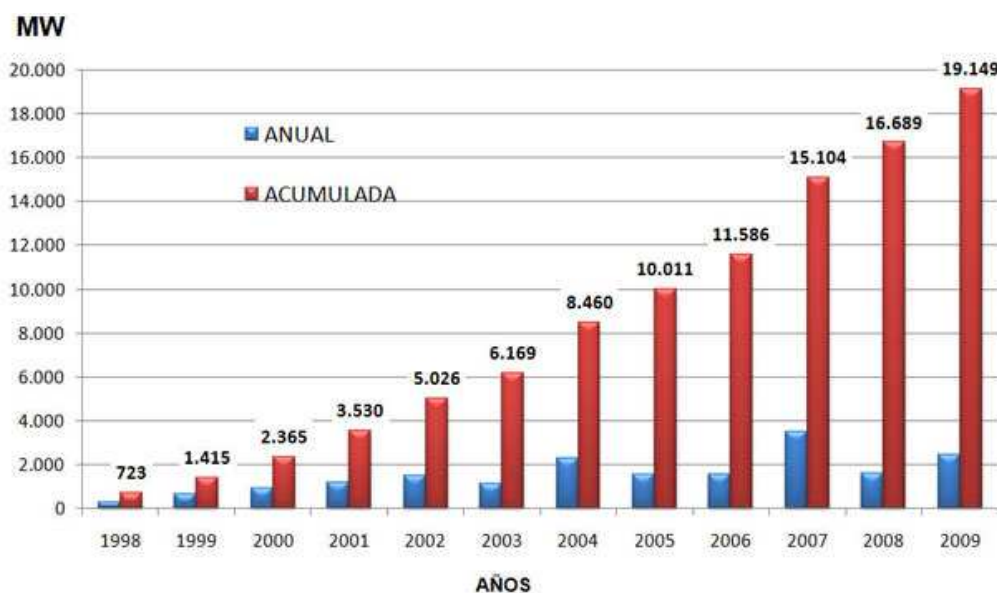


Figura 1.1 Evolución de la potencia eólica instalada y acumulada en España hasta 2009. Fuente AEE [3].

La Figura 1.2 muestra la evolución de la potencia eólica instalada y acumulada en Europa en los últimos años.

En cuanto a las perspectivas de futuro a nivel español, según los objetivos de la nueva Directiva 2009/28/CE, la contribución de la energía eólica en España deberá alcanzar el 26% de la cobertura de la demanda nacional en 2020, y el 11,6% de la cobertura de la demanda a nivel europeo

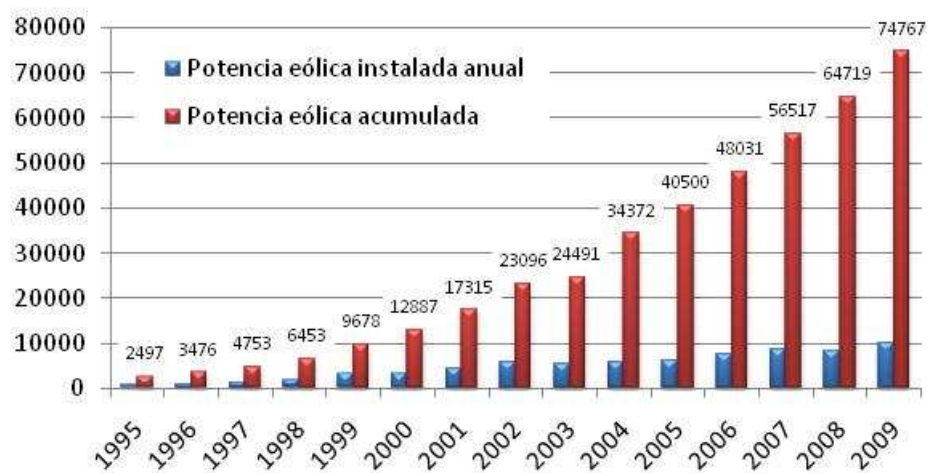


Figura 1.2 Evolución de la potencia eólica instalada y acumulada en Europa. Fuente EWEA [4].

Entre los motivos que impulsan este aumento de la potencia eólica instalada en España se encuentran:

- Existencia de un amplio potencial eólico en nuestro territorio todavía sin explotar.
- Normativa favorable para conseguir una mayor penetración eólica que ha permitido consolidar la confianza y el interés de los promotores.
- Sector industrial maduro con firme interés en el sector.
- Existencia de una tecnología y capacidad de desarrollo de fabricación a nivel nacional.
- La incorporación de mejoras tecnológicas en el comportamiento de los aerogeneradores frente a perturbaciones de la red que permitirá un alto grado de penetración de la energía eólica sin afectar a la seguridad de abastecimiento eléctrico.
- El encarecimiento de los combustibles fósiles.
- Las perspectivas de reducción de costes derivados del cumplimiento de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Por todo esto, la energía eólica se presenta como una buena alternativa para afrontar el reto que plantea el nuevo modelo energético en términos de seguridad energética y cambio climático.

Sin embargo, no todo son ventajas. El flujo intermitente de generación vertida a la red es una dificultad que frena su desarrollo y que actualmente provoca que el comportamiento de estas unidades diste mucho del de las centrales convencionales. La integración de estas unidades en el sistema eléctrico modifica los flujos de potencia por las líneas y el nivel de falta del nudo al que se conecta, haciendo la operación del sistema más compleja, obligando a utilizar aparataje con un mayor poder de corte y a modificar los ajustes de las protecciones del sistema. Finalmente, la generación eólica puede dar lugar a problemas de estabilidad y de calidad de suministro eléctrico [5].

1.2 Estabilidad de tensión y dispositivos FACTS

Con motivo del aumento de la potencia demanda en los sistemas eléctricos, las condiciones de funcionamiento y operación de los mismos se encuentran en el entorno de sus límites de capacidad. Dichas condiciones de funcionamiento han dado lugar a la mayor parte de los problemas de estabilidad de tensión de los últimos años a nivel internacional, muchos de los cuales derivaron en colapso de tensión. En la literatura se pueden encontrar muy bien documentados incidentes relacionados con este fenómeno, [6] y [7], tales como los producidos en la Columbia Británica (1979), en Bélgica (1982), en Suecia (1983) o en Bretaña y Tokio en (1987). También se puede encontrar, en la Península Ibérica, ejemplos de situaciones límites de estabilidad como la acaecida el 17 de diciembre de 2001, en la que, gracias a las acciones llevadas a cabo por el Operador del Sistema no se llegó a la situación de colapso de tensión.

La estabilidad de tensión, o estabilidad de carga, está íntimamente relacionada con la carencia de potencia reactiva en el sistema. Antiguamente, la corrección de potencia reactiva se realizaba mediante la incorporación de elementos

compensadores de reactiva, como los bancos de condensadores. En la actualidad, la mejora de la capacidad de los sistemas eléctricos se puede conseguir con equipos basados en electrónica de potencia que se conocen como FACTS (*Flexible Alternative Current Transmission Systems*), sin abandonar los bancos de condensadores convencionales. Entre las principales características de dichos dispositivos se encuentran: mejorar el perfil de tensiones de la red, el comportamiento dinámico del sistema, y la calidad del servicio eléctrico. La utilización de los dispositivos FACTS se justifica principalmente al aporte dinámico de potencia reactiva, control de flujos de potencia y tensión, así como a la rapidez de actuación de estos elementos.

Aunque el fenómeno de la estabilidad de tensión teóricamente es un problema dinámico, bajo determinadas condiciones puede ser estudiado a partir de ecuaciones estáticas. La clasificación de la estabilidad de tensión atendiendo a la perturbación que la provoca: grandes perturbaciones, como la pérdida de una línea; o pequeñas perturbaciones, como leves variaciones de la carga, permite diferenciar claramente los métodos empleados en el análisis de la estabilidad, dinámicos y estáticos respectivamente. También se pueden emplear las ecuaciones estáticas del sistema en estudios a largo plazo en los que la dinámica de los dispositivos ha tenido tiempo suficiente para actuar [8].

Las unidades de generación de potencia reactiva se perfilan como uno de los mejores dispositivos para paliar los efectos del aumento de la demanda en la estabilidad de tensión de los sistemas eléctricos. Por lo tanto, la búsqueda de la ubicación y dimensionado óptimo de los dispositivos FACTS es uno de los aspectos más críticos con los que se enfrentan los responsables de la operación y planificación de los sistemas eléctricos.

Desde el punto de vista de la planificación de los sistemas de potencia, la localización y dimensionado óptimo de los parques eólicos y dispositivos FACTS son los aspectos más importantes para la operación de redes eléctricas con alta penetración de energía eólica manteniendo la seguridad y eficiencia del sistema eléctrico.

El presente trabajo plantea una estrategia de gestión de la potencia reactiva en el que se incluye la potencia reactiva vertida a la red por los aerogeneradores de velocidad variable y la procedente de los dispositivos FACTS conectados en el sistema. Para la resolución de dicho problema se emplea un método de optimización avanzado, los Algoritmos Genéticos (AG).

1.3 Objetivos de la tesis

El trabajo desarrollado en la presente tesis está orientado a la gestión de la potencia reactiva suministrada por diferentes fuentes de generación de reactiva, como son los compensadores estáticos de tensión (SVC, *Static Voltage Compensator*) y los aerogeneradores asíncronos doblemente alimentados.

La búsqueda de una solución que satisfaga criterios económicos y de fiabilidad de red, con alto grado de penetración eólica y apoyada por dispositivos FACTS, se realiza mediante un algoritmo genético.

Son tres los principales objetivos del trabajo que se expone a continuación:

- El primero de los objetivos de la presente tesis es el desarrollo de un AG para la gestión de potencia reactiva en redes eléctricas con generación eólica. Dicho algoritmo se encarga de localizar y dimensionar de forma óptima las unidades de generación de potencia reactiva asociadas a los parques eólicos y los dispositivos FACTS, en orden a atender diferentes objetivos, entre los que se encuentra aumentar la cargabilidad de los sistemas de potencia respetando los límites de operación establecidos por el operador del sistema.
- El segundo objetivo es el desarrollo de un modelo de inyección de potencia reactiva de una máquina asíncrona doblemente alimentada en donde se ha tenido en cuenta los límites de la máquina y de los convertidores. Igualmente, se desarrolla un modelo en régimen permanente de un SVC. El modelo de ambos elementos se introduce en el AG.
- El tercer objetivo, es el estudio del impacto de la localización óptima de estas unidades en la fiabilidad de los sistemas de potencia. Para ello se realiza un análisis de contingencias y se propone un parámetro que mide la calidad del perfil de tensiones resultante tras una contingencia.

1.4 Estructura de la tesis

La presente tesis doctoral se compone de 7 capítulos, empezando por esta introducción, y dos apéndices que contiene los datos de las redes de estudio, así como un glosario de términos relacionados con los algoritmos genéticos. A continuación, se detalla brevemente el contenido de cada capítulo:

- **Capítulo 2:** En este capítulo se realiza una revisión de los conceptos y técnicas de estudio relacionados con la estabilidad de tensión. A continuación, se muestran los elementos compensadores de reactiva que se emplean en la actualidad y se realizan dos estudios relacionados con la estabilidad de tensión: el primero de ellos encaminado a estudiar el impacto de los modelos de carga sobre la estabilidad de tensión, y el segundo encaminado a comprobar el comportamiento del sistema ante la incorporación de dispositivos FACTS para la compensación de potencia reactiva o el empleo de transformadores con reguladores de cambio de tomas. Finalmente, se realiza una revisión del análisis de seguridad de sistemas de potencia y se propone un índice para medir la dispersión del perfil de tensiones del sistema tras una contingencia.
- **Capítulo 3:** En este capítulo se realiza una revisión del estado del arte de los algoritmos de optimización aplicados a la gestión óptima de redes eléctricas. Se muestran los objetivos, restricciones y métodos de resolución empleados en la literatura científica.

- **Capítulo 4:** Este capítulo muestra un resumen de los algoritmos genéticos, técnica metaheurística empleada en la resolución de la planificación de potencia reactiva. A continuación, se desarrollan dos AG: el primero busca la localización y dimensionado óptimo de SVC, para maximizar la cargabilidad del sistema, y el segundo determina el grado de penetración máximo en función de la cargabilidad.
- **Capítulo 5:** A continuación se realiza una revisión de los códigos de red existentes. Se describe el modelo de los SVC para la compensación de potencia reactiva que se pueden instalar en parques eólicos de velocidad fija o en aquellas ubicaciones donde sea necesario un aporte de potencia reactiva. Finalmente, se plantea un modelo de generador asíncrono doblemente alimentado que permita determinar la potencia reactiva que puede inyectar un aerogenerador en cada punto de funcionamiento.
- **Capítulo 6:** En este capítulo se muestran los resultados obtenidos de aplicar la metodología de gestión de la potencia reactiva propuesta en esta tesis en una red existente de 140 nudos. Se analiza la influencia de considerar diferentes objetivos de optimización y diferentes condiciones de funcionamiento como por ejemplo: la ubicación óptima de los dispositivos FACTS y de los parques eólicos, asignación de potencia reactiva en la curva de carga diaria. Finalmente se comprueba el impacto que la localización y asignación óptima de potencia reactiva tiene en el análisis de contingencias N-1.
- **Capítulo 7:** Recoge las principales conclusiones y las aportaciones originales realizadas. Finalmente, se exponen los futuros desarrollos y publicaciones fruto de este trabajo.

CAPÍTULO 2

ESTABILIDAD DE TENSION Y ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

El presente capítulo analiza los factores que afectan a la estabilidad de tensión en redes eléctricas. Recoge las definiciones de estabilidad, inestabilidad y colapso de tensiones, así como una clasificación de los mecanismos desencadenantes de la estabilidad de tensión y los diferentes dispositivos de compensación de potencia reactiva. Puesto que el problema de la estabilidad de tensión también se conoce como problema guiado por la carga, se realiza un análisis de la influencia de los diferentes modelos de carga en la estabilidad del sistema.

Finalmente, se estudia la influencia de los sistemas de compensación de potencia reactiva y de las tomas de regulación de los transformadores para mejorar la estabilidad de tensión.

El estudio de la seguridad de los sistemas de potencia está cobrando en la actualidad un papel importante, a la par que crítico. El aumento progresivo de la carga, las dimensiones de los sistemas de potencia, así como su complejidad de operación hacen de la seguridad un factor determinante. Las principales restricciones que se tienen en cuenta al realizar estudios de seguridad son las asociadas a límites térmicos de las líneas de transporte así como a los límites de tensión de los nudos de la red, límites que deben ser respetados tanto en funcionamiento normal del sistema como ante contingencias.

2.1 Introducción

La estabilidad de los sistemas de potencia comenzó a tomar relevancia cuando se analizaba la seguridad de los sistemas eléctricos en la década de los años 20 [9]-[11]. En 1968 apareció el primer artículo en el que se estudiaba el fenómeno de la inestabilidad de tensión [12]. Desde entonces el aumento del interés por este fenómeno ha sido continuo, de modo que, actualmente, podemos encontrar una extensa bibliografía con definiciones, herramientas de análisis y medida [13]-[20], y experiencias relacionadas con la inestabilidad de tensión a nivel mundial [20].

A partir de los trabajos publicados recientemente por los grupos de trabajo de IEEE/CIGRE [9] podemos definir la *estabilidad de tensión* como: *la habilidad de un sistema de potencia de mantener valores estables de tensión en todos los nudos del sistema, en condiciones normales de operación, tras ser sometido a una perturbación.*

Tradicionalmente, la estabilidad de tensión estaba asociada a la estabilidad de ángulo de rotor, de manera que la inestabilidad de tensión se consideraba debida a las pérdidas del sincronismo entre los generadores. Sin embargo, la estabilidad de tensión también está relacionada con la capacidad de un sistema para mantener o recuperar una situación de equilibrio, entre el consumo eléctrico y la potencia suministrada, después de producirse una perturbación.

Un sistema se vuelve inestable cuando, tras una perturbación, las tensiones en algunos nudos del sistema aumentan o disminuyen de forma descontrolada. Posibles causas de inestabilidad son: pérdida o aumento de la carga en un área, desconexión de un equipo (línea, transformador, generador,...), pérdida de generación o del control de tensión.

Aunque la inestabilidad de tensión es un problema local, puede afectar a todo el sistema, llegando incluso a producir colapso de tensiones. Se conoce como *colapso de tensión* a la situación en la que, debido a una serie de eventos derivados de la inestabilidad, se produce una excesiva bajada de la tensión en una parte significativa del sistema [8].

El motor principal de la inestabilidad de tensión son las cargas, por eso la estabilidad de tensión también se conoce como *estabilidad de carga* [8]. Ante una variación de la carga, el sistema trata de restablecer el equilibrio mediante la variación del punto de funcionamiento de los generadores, los reguladores de tensión, la actuación sobre la toma de los transformadores reguladores, entre otros. Este incremento de la producción de los generadores se traduce en un aumento de la demanda de potencia reactiva en el sistema, lo que provoca mayores reducciones en los valores de tensión.

2.2 Clasificación de la estabilidad en sistemas de potencia

Podemos realizar una clasificación de la estabilidad de los sistemas de potencia en tres grandes grupos: estabilidad de ángulo de rotor, estabilidad de frecuencia y estabilidad de tensión [9]. La inestabilidad, en los sistemas de potencia, suele ser el resultado de la combinación de varios de estos mecanismos desencadenantes de inestabilidad [8], [21], [22], (Figura 2.1).

2.2.1 Estabilidad de ángulo de rotor

La estabilidad de ángulo está relacionada con la capacidad de una máquina síncrona, cuando se encuentra conectada a una red eléctrica, de mantener el sincronismo tras una perturbación. Esta capacidad depende de la habilidad para mantener o recuperar el equilibrio entre el par electromagnético y mecánico de cada una de las máquinas síncronas del sistema. La inestabilidad, en este caso, se produce por un aumento del ángulo eléctrico y la pérdida de sincronismo entre varios generadores.

Atendiendo a la perturbación que provoca la inestabilidad, podemos clasificar la estabilidad de ángulo de rotor en [9]:

Estabilidad de pequeña señal: está relacionada con la capacidad del sistema para mantener el equilibrio ante pequeñas perturbaciones. En esta situación es necesario linealizar las ecuaciones del sistema para realizar los estudios de estabilidad que comprenden los 10 – 20 segundos posteriores a la perturbación.

Estabilidad de gran señal o estabilidad transitoria: se relaciona con la habilidad de un sistema de mantener el sincronismo ante perturbaciones de gran magnitud, como pueden ser cortocircuitos en una línea. El tiempo de estudio de estas perturbaciones se encuentra entre los 3 y 5 segundos posteriores a la perturbación.

Tanto la estabilidad transitoria como la de pequeña señal se consideran fenómenos de corto plazo.

2.2.2 Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia está relacionada con la capacidad de un sistema de potencia de mantener estable la frecuencia tras una falta severa en el sistema que conlleva una diferencia importante entre la generación y el consumo. Ante perturbaciones severas el sistema puede volverse inestable, inestabilidad que se presenta en forma de oscilaciones severas de la frecuencia. Estas oscilaciones pueden provocar la desconexión de unidades de generación o carga.

Perturbaciones severas en la red provocan, generalmente, variaciones importantes en la frecuencia, los flujos de potencia por las líneas, la tensión en los

nudos de la red y otras variables, que involucran a los sistemas de control y protección que generalmente no se modelan en los estudios de estabilidad transitoria o los estudios de estabilidad de tensión. Los problemas de estabilidad de frecuencia están asociados con la respuesta inadecuada del equipo generador, con problemas de coordinación en los sistemas de control y protección, así como con la reserva de potencia rodante.

La pérdida de estabilidad de frecuencia en grandes sistemas de potencia puede provocar el disparo de una zona de la red con el consiguiente funcionamiento en isla de una parte del sistema. La estabilidad de frecuencia bajo estas condiciones se traduce en analizar la capacidad de esta isla para mantener condiciones estables de funcionamiento con la mínima pérdida de carga.

La estabilidad de frecuencia se puede analizar a corto plazo o a largo plazo en función del fenómeno que la induce. La estabilidad a corto plazo hace referencia a los procesos de dinámica rápida, como los controles de los generadores y sistemas de protección; mientras que la estabilidad a largo plazo engloba los fenómenos relacionados con la dinámica de las turbinas de generación y de los reguladores de tensión de las cargas.

2.2.3 Estabilidad de tensión

Podemos clasificar la estabilidad de tensión en cuatro categorías dependiendo del horizonte temporal al que afecta y al motor de la perturbación, [23].

Estabilidad de tensión de gran perturbación: está relacionada con la habilidad del sistema de mantener valores estables de tensión tras grandes perturbaciones como pueden ser faltas, pérdida de generación o contingencias. Esta habilidad viene determinada por las características del sistema y de las cargas. El periodo de estudio se extiende desde algunos segundos a decenas de minutos.

Estabilidad de tensión de pequeña perturbación: está relacionada con la habilidad del sistema de mantener niveles estables de tensión en los nudos del sistema tras pequeñas perturbaciones, tales como leves variaciones de la carga.

Estabilidad de tensión a corto plazo: hace referencia a cargas capaces de restablecer su consumo rápidamente, como pueden ser los motores de inducción, o equipos controlados electrónicamente, incluyendo las interconexiones HVDC (*High Voltage Direct Current transmission*). El periodo de estudio de estas perturbaciones es de varios segundos, y para su análisis es necesario resolver las ecuaciones diferenciales que definen el comportamiento dinámico del sistema.

Estabilidad de tensión a largo plazo: este tipo de estabilidad incluye la actuación de equipos lentos, tales como la toma de regulación de los transformadores, las cargas y los limitadores de los generadores. El periodo de estudio de estas perturbaciones abarca desde unos pocos a varios minutos y requiere para su análisis el planteamiento del comportamiento dinámico de los elementos del sistema.

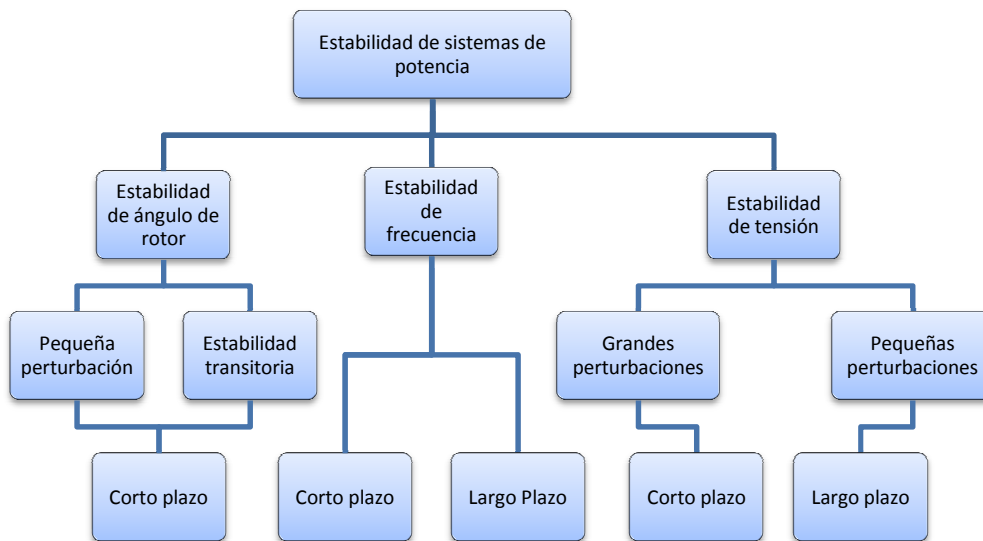


Figura 2.1 Clasificación de la estabilidad de tensión.

2.3 Estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión es un fenómeno no lineal por lo que es necesario emplear herramientas de análisis no lineal para su estudio como el análisis de bifurcaciones. La teoría de la bifurcación asume que los parámetros de los sistemas de potencia varían de forma lenta y por lo tanto se puede predecir cuándo un sistema se puede volver inestable. El cambio en los parámetros del sistema desplaza el sistema lentamente desde una condición de funcionamiento estable a otra, hasta que se alcanza un punto de colapso del sistema.

Se considera que un sistema no lineal se puede expresar mediante un conjunto de ecuaciones diferenciales de primer orden definidas por:

$$\frac{dx_1}{dt} = f_1(x_1, x_2) \quad (2.1)$$

$$\frac{dx_2}{dt} = f_2(x_1, x_2) \quad (2.2)$$

Los puntos de equilibrio se obtienen cuando $f_1 = 0$ y $f_2 = 0$. Si se produce una perturbación $(\Delta x_1, \Delta x_2)$ alrededor del punto de equilibrio (x_1, x_2) y se linealiza en torno a él, las soluciones generales de las ecuaciones (2.1) y (2.2) se pueden expresar como:

$$\Delta x_1 = A_1 e^{\delta_1 t} + A_2 e^{\delta_2 t} \quad (2.3)$$

$$\Delta x_2 = A_3 e^{\delta_1 t} + A_4 e^{\delta_2 t} \quad (2.4)$$

Donde los coeficientes A_1, A_2, A_3 y A_4 están determinados por las condiciones iniciales. Los exponentes δ_1 y δ_2 son los autovalores de la matriz Jacobiana:

$$J = \begin{bmatrix} a & b \\ c & d \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Y se pueden obtener mediante la solución de:

$$|J - \delta I| = 0 \quad (2.6)$$

Donde a, b, c y d son las derivadas parciales de f_1 y f_2 evaluadas respecto al punto de equilibrio (x_1, x_2) .

- Si δ_1 y δ_2 son reales y negativos, el sistema es estacionariamente estable y la perturbación se amortigua.
- Si δ_1 y δ_2 son reales y positivos, los términos exponenciales del sistema formado por las ecuaciones (2.1) y (2.2) se incrementan monóticamente con el tiempo. Las perturbaciones se incrementan con el tiempo y el sistema se vuelve inestable.
- Si δ_1 y δ_2 son complejos y la parte real es negativa, en este caso la perturbación se expresa mediante:

$$\Delta x = a_1^{Re(\delta t)} \cos(Im(\delta t) + \theta_1) \quad (2.7)$$

$$\Delta y = a_2^{Re(\delta t)} \cos(Im(\delta t) + \theta_2) \quad (2.8)$$

El sistema vuelve al estado estacionario original en un movimiento oscilatorio amortiguado.

- Si δ_1 y δ_2 son complejos y la parte real es positiva, la perturbación crece de forma oscilatoria. Es un modo inestable.

2.3.2 Métodos de continuación

Los métodos de continuación son métodos matemáticos basados en la metodología de seguimiento de un camino para la resolución de sistemas con ecuaciones no lineales. Mediante el empleo de los métodos de continuación, se puede obtener una curva que representa el conjunto de soluciones al problema en el entorno del punto crítico sin dificultad. Esto hace de los métodos de continuación una herramienta útil para la localización de puntos críticos en el sistema, como puede ser el punto de colapso de tensión.

Los métodos de continuación generalmente determinan el camino a seguir en la búsqueda de la solución, mediante un esquema de predicción - corrección, que adopta técnicas de parametrización continua para determinar el camino de soluciones del flujo de carga.

Supongamos el sistema de dos nudos de la Figura 2.2, considerándose valores unitarios.

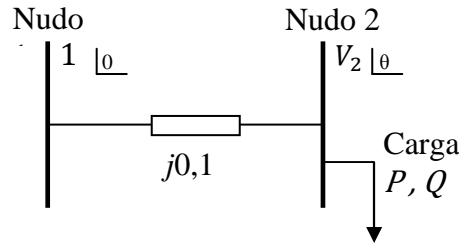


Figura 2.2 Sistema de dos nudos.

Las ecuaciones de flujo de cargas correspondientes al sistema de la Figura 2.2, se pueden expresar mediante:

$$(P + jQ)^* = V_{2\angle-\theta} \left(Y_{21} V_{1\angle\theta_{21}} + Y_{22} V_{2\angle\theta} \right) \quad (2.9)$$

Donde:

- La tensión en el nudo del generador es $V_1 = 1_{\angle 0}$ p.u.
- La tensión en el nudo de la carga del generador es $V_2 = V_{2\angle\theta}$ p.u.
- La carga está representada por $P + jQ$ p.u.
- El factor de potencia se considera constante.

Se define un escenario de variación de carga según:

$$P(\lambda) = P_0(1 + K\lambda) \quad (2.10)$$

$$Q(\lambda) = Q_0(1 + K\lambda) \quad (2.11)$$

Donde:

- La relación entre la potencia activa y reactiva para las condiciones originales del problema se encuentra relacionada mediante el factor de potencia de la carga, $Q_0 = P_0 \tan \varphi$.
- K y λ son dos parámetros que representan el incremento de la carga del sistema.

Las ecuaciones correspondientes al flujo de cargas son:

$$0 = P_0^*(1 + K\lambda) + (Y_{21} V_1 \cos(\theta_{21} - \theta) + Y_{22} V_2^2 \cos \theta_{22}) = f_1(\theta, V_2, \lambda) \quad (2.12)$$

$$0 = Q_0^*(1 + K\lambda) - (Y_{21} V_1 \sin(\theta_{21} - \theta) + Y_{22} V_2^2 \sin \theta_{22}) = f_2(\theta, V_2, \lambda) \quad (2.13)$$

La matriz Jacobiana original se puede expresar como:

$$J_0 = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial \theta} & \frac{\partial f_1}{\partial V_1} \\ \frac{\partial f_2}{\partial \theta} & \frac{\partial f_2}{\partial V_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{21}V_2 \sin(\theta_{21} - \theta) & Y_{21} \cos(\theta_{21} - \theta) + 2Y_{22}V_2 \cos \theta_{22} \\ Y_{21}V_2 \cos(\theta_{21} - \theta) & -Y_{21} \sin(\theta_{21} - \theta) - 2Y_{22}V_2 \sin \theta_{22} \end{bmatrix}$$

Partiendo de la tensión en el nudo de la carga, V_2 , la siguiente solución se encuentra en la dirección tangente de la curva de soluciones. El vector tangente se puede calcular mediante el empleo de la matriz Jacobiana ampliada:

$$J_{ampliada} = \begin{bmatrix} J_0 & \frac{\partial f}{\partial \lambda} \\ e_k & \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial \theta} & \frac{\partial f_1}{\partial V_1} & P_0^*K \\ \frac{\partial f_2}{\partial \theta} & \frac{\partial f_2}{\partial V_2} & Q_0^*K \\ & e_k & \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Donde e_k es un vector fila, con todos los elementos igual a cero menos el elemento k -ésimo que es igual a 1. Si el índice k se elige correctamente, la matriz Jacobiana ampliada es no singular.

A lo largo del proceso de predicción, se cumple:

$$J_{ampliada} * t = [0 \quad 0 \quad 1]^T \quad (2.15)$$

Donde t es el vector tangencial, definido como:

$$t = [d\theta \quad dV_2 \quad d\lambda]^T \quad (2.16)$$

Con este vector tangencial, la solución del proceso de predicción viene dada por (2.17), donde μ es el paso del proceso de predicción.

$$\begin{bmatrix} \delta^{k+1} \\ V_2^{k+1} \\ \lambda^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^k \\ V_2^k \\ \lambda^k \end{bmatrix} + \mu \begin{bmatrix} d\delta^k \\ dV_2^k \\ d\lambda^k \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Una vez obtenida una predicción de la solución, se emplea dicha solución como inicio para el proceso de corrección posterior.

Introduciendo la solución del proceso de predicción en las ecuaciones (2.12) y (2.13), se obtienen los errores correspondientes al paso de predicción: Δf_1 y Δf_2 . Considerando constante la evolución de la carga, λ^k , y aplicando la matriz jacobiana al proceso de corrección se obtiene:

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta^{k+1} \\ \Delta V_2^{k+1} \\ \Delta \lambda^{k+1} \end{bmatrix} = -J_{ampliada}^{-1} * \begin{bmatrix} \Delta f_1^k \\ \Delta f_2^k \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Por lo tanto, la solución del proceso de corrección es:

$$\begin{bmatrix} \delta^{k+1} \\ V_2^{k+1} \\ \lambda^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^k \\ V_2^k \\ \lambda^k \end{bmatrix} + \mu \begin{bmatrix} \Delta\delta^k \\ \Delta V_2^k \\ \Delta\lambda^k \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

La solución del proceso de corrección se introduce en el proceso de predicción para empezar una nueva iteración del proceso.

Una vez obtenido el vector tangencial es necesario comprobar si el sistema ha alcanzado el punto crítico. El signo del producto de las derivadas $dVd\lambda$ contiene la información correspondiente al punto crítico. Si $d\lambda=0$, se ha alcanzado el punto crítico del sistema. Si el signo del producto $dVd\lambda$ es positivo, entonces el punto crítico del sistema se ha superado.

La Figura 2.3 muestra la aplicación del método de continuación a la búsqueda del punto de colapso de tensión de sistemas de potencia. Mediante el método de continuación se explora la curva que relaciona la tensión con la carga del sistema de la Figura 2.2, también denominada curva P-V.

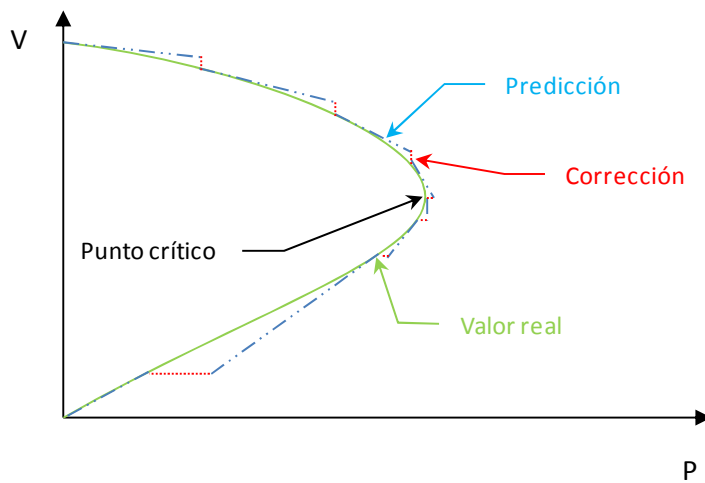


Figura 2.3 Búsqueda del punto de colapso de tensión mediante el empleo de los métodos de continuación.

2.3.3 Implicación de los componentes del sistema

Al realizar estudios de estabilidad de tensión hay que considerar el comportamiento de los siguientes elementos del sistema:

Generadores: los generadores juegan un papel muy importante en el aporte de potencia reactiva al sistema, siendo, por tanto, responsables en gran parte de mantener valores aceptables de tensión a lo largo de todo el sistema de potencia. [8].

Cargas: La respuesta dinámica de las cargas es un mecanismo clave para la estabilidad de tensión de los sistemas de potencia, ya que son los encargados de dirigir la respuesta dinámica de las tensiones de los nudos, pudiendo provocar en algunas circunstancias colapso de tensiones. Existen muchos modelos de cargas que podemos clasificar en estáticos y dinámicos, principalmente. Para representar las cargas estáticas se emplean modelos de potencia constante, intensidad constante o impedancia constante. Por el contrario, las cargas dinámicas se representan mediante ecuaciones diferenciales. En general, las cargas de los sistemas de potencia se encuentran agregadas, de manera que el modelo de representación de una carga será la combinación de los modelos de las cargas que lo componen.

Otro aspecto importante en el consumo de las cargas son los transformadores con tomas (*On Line Tap Changer*, OLTC), dispositivos con gran influencia en el restablecimiento de la potencia demandada por las cargas del sistema gracias a su capacidad para mantener la tensión en el lado de baja tensión. Por el contrario, el comportamiento de la tensión en el lado de alta se asemeja a los modelos de potencia constante lo que puede provocar un empeoramiento de la situación de inestabilidad del sistema.

Sistema de transmisión: es una importante fuente de restricciones en cuanto a estabilidad de tensión se refiere. La máxima carga que puede ser abastecida en los sistemas de potencia está limitada, en algunas ocasiones, por la capacidad de las líneas eléctricas que lo componen. Así mismo, la capacidad máxima de las líneas está condicionada por los límites térmicos de las mismas. Condiciones de operación del sistema en el entorno de los límites de capacidad de las líneas puede provocar la desconexión de las mismas con la consiguiente sobrecarga del sistema que puede derivar en inestabilidad de tensión.

2.3.4 Modelos de cargas eléctricas

Los modelos de carga permiten establecer una relación entre la tensión en los nudos de la red y el consumo de potencia en los mismos. Esta relación conduce a que el estudio de los modelos de carga sea un factor fundamental a la hora de realizar análisis de estabilidad de tensión de sistemas de potencia.

El desarrollo de un modelo de carga adecuado para análisis de estabilidad de tensión es un proceso complicado y de difícil solución debido, principalmente, a la naturaleza de las cargas así como al elevado número de las mismas conectadas al sistema, sin olvidar que existen cargas cuya composición varía a lo largo del tiempo. Existen numerosos trabajos en este campo, en [24] se describe la naturaleza de las cargas así como varias aproximaciones para su modelización, recomendando el uso de los modelos de carga estándar para la realización de flujo de carga y análisis dinámicos.

El modelo de carga más simple es aquel que relaciona la potencia demandada por la carga con la tensión en el nudo al que se encuentra conectada. Dicho modelo se conoce como modelo estático y las ecuaciones (2.20) y (2.21) presentan la formulación matemática general de dicho modelo:

$$P_d = P_d(V) \quad (2.20)$$

$$Q_d = Q_d(V) \quad (2.21)$$

Para el estudio de los fenómenos de inestabilidad de tensión el modelo de carga más empleado es el representado por las ecuaciones (2.22) y (2.23), donde V_0 representa la tensión de referencia, P_{d0} y Q_{d0} son la potencia activa y reactiva consumida a la tensión de referencia.

$$P_d = P_{d0} \left(\frac{V}{V_0} \right)^{a_1} \quad (2.22)$$

$$Q_d = Q_{d0} \left(\frac{V}{V_0} \right)^{a_2} \quad (2.23)$$

Los exponentes a_1 y a_2 de las ecuaciones (2.22) y (2.23) toman diferentes valores dependiendo del modelo de carga que se vaya a implementar, como se muestra en la Tabla 2.1:

Tabla 2.1 Coeficientes a_1 y a_2 de los modelos de carga.

	$a_1=a_2$
Modelo de potencia constante	0
Modelo de corriente constante	1
Modelo de impedancia constante	2

En ocasiones se utiliza un modelo conocido como modelo impedancia-corriente-potencia o más coloquialmente como modelo ZIP que combina las características de los tres anteriores y que se representa mediante las ecuaciones (2.24) y (2.25), donde los coeficientes b_1 , b_2 , b_3 , c_1 , c_2 y c_3 cumplen la igualdad (2.26).

$$P_d = P_{d0} \left[b_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + b_2 \left(\frac{V}{V_0} \right)^1 + b_3 \right] \quad (2.24)$$

$$Q_d = Q_{d0} \left[c_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + c_2 \left(\frac{V}{V_0} \right)^1 + c_3 \right] \quad (2.25)$$

$$b_1 + b_2 + b_3 = c_1 + c_2 + c_3 = 1 \quad (2.26)$$

Se puede observar que a partir del modelo ZIP se pueden obtener los modelos de potencia, corriente o impedancia constante simplemente eligiendo los coeficientes adecuadamente como se muestra en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Coeficientes del modelo ZIP.

	$b_1=c_1$	$b_2=c_2$	$b_3=c_3$
Modelo de potencia constante	0	0	1
Modelo de corriente constante	0	1	0
Modelo de impedancia constante	1	0	0

2.3.5 Sistema de dos nudos. Máxima transferencia de potencia

Puesto que, como se comentó anteriormente, la estabilidad de tensión es un fenómeno relacionado con la carga de los sistemas de potencia, se va a estudiar cómo la carga influye en la tensión.

Considérese un sistema de dos nudos que conecta una carga a una red de potencia infinita mediante una línea sin pérdidas como el representado en la Figura 2.4.

La red de potencia infinita está representada mediante una fuente de tensión ideal en la que la tensión y la frecuencia permanecen constantes. Suponemos un sistema trifásico operando en estado estacionario sinusoidal, donde la tensión está representada por los fasores $V_1 = E_{\perp 0}$ y $V_2 = V_{\perp \theta}$. La carga se considera como una impedancia cuyo consumo no depende de la frecuencia ni de la tensión del nudo al que está conectado.

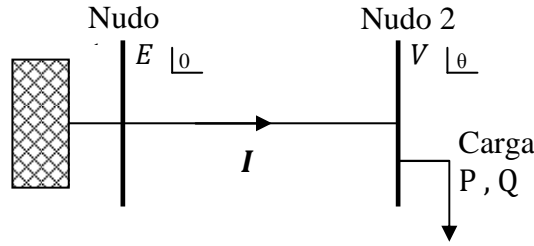


Figura 2.4 Sistema de dos nudos para máxima transferencia de potencia.

La tensión en el nudo al que se conecta la carga (nudo 2) viene dada por (2.27), donde X denota la reactancia inductiva de la línea:

$$V_2 = V_1 - jXI \quad (2.27)$$

La potencia aparente absorbida por la carga será:

$$S = P + jQ = V_2 I^* = V_2 \frac{V_1^* - V_2^*}{-jX} = \frac{j}{X} (EV \cos \theta + jEV \sin \theta - V^2) \quad (2.28)$$

Que podemos descomponer en:

$$P = -\frac{EV}{X} \sin \theta \quad (2.29)$$

$$Q = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos \theta \quad (2.30)$$

A partir de la igualdad (2.31), obtenemos la ecuación (2.32):

$$(\cos \theta)^2 + (\sin \theta)^2 = 1 \quad (2.31)$$

$$(V^2)^2 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (2.32)$$

En la ecuación cuadrática respecto de V^2 , la condición para tener al menos una solución es:

$$(2QX - E^2)^2 - 4X^2(P^2 + Q^2) \geq 0 \quad (2.33)$$

Que puede ser simplificada en:

$$-P^2 - \frac{E^2}{X}Q + \left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 \geq 0 \quad (2.34)$$

Las soluciones de la ecuación (2.34) vienen dadas por:

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - QX \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - X^2P^2 - XE^2Q}} \quad (2.35)$$

La Figura 2.5 muestra las soluciones físicamente factibles de la ecuación (2.35), para un factor de potencia nulo.

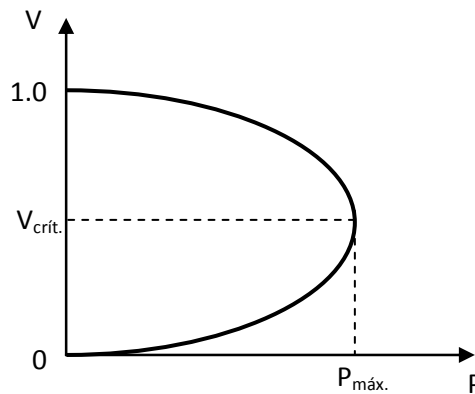


Figura 2.5 Variación de tensión con respecto a la potencia.

Ante incrementos en la carga, la tensión del nudo 2 disminuye hasta que alcanza un valor crítico que corresponde a la máxima transferencia de potencia por la línea. En la Figura 2.5, $P_{\text{máx.}}$ y $V_{\text{crít.}}$ representan la máxima transferencia de potencia y la tensión a la que ésta se produce, respectivamente, para factor de potencia nulo. Cuando se alcanza la $P_{\text{máx.}}$ se dice que se ha alcanzado el punto de colapso de tensiones ya que, ante un pequeño incremento de la demanda, la tensión del nudo disminuye drásticamente con el incremento de la carga.

2.3.6 Curvas P-V

Las curvas P-V representan la relación entre la tensión en el nudo al que se conecta una carga y la potencia activa consumida por la propia carga y permiten obtener una idea de la máxima cargabilidad del sistema para operar de forma estable.

Supongamos que la potencia reactiva consumida por la carga depende de la potencia activa y del factor de potencia según la expresión:

$$Q = P * \tan \varphi \quad (2.36)$$

A partir de las ecuaciones (2.35) y (2.36) y variando el factor de potencia de la carga (φ), se obtiene la familia de curvas P-V representativas del sistema de estudio, Figura 2.6. La “nariz” de la curva P-V se conoce como punto de colapso de tensión, a partir de este punto las tensiones caen rápidamente ante pequeños incrementos de la carga y el flujo de cargas no converge, síntoma de inestabilidad. Para el caso de cargas constantes, el límite máximo de cargabilidad coincide con el punto de colapso de tensiones. Uniendo los puntos de límite de funcionamiento, para cada uno de los valores de factor de potencia (línea punteada de la Figura 2.6), se obtienen las curvas que delimita la zona de funcionamiento estable del sistema; los puntos situados por debajo de la línea discontinua son inestables, y el sistema eléctrico nunca opera en ellos.

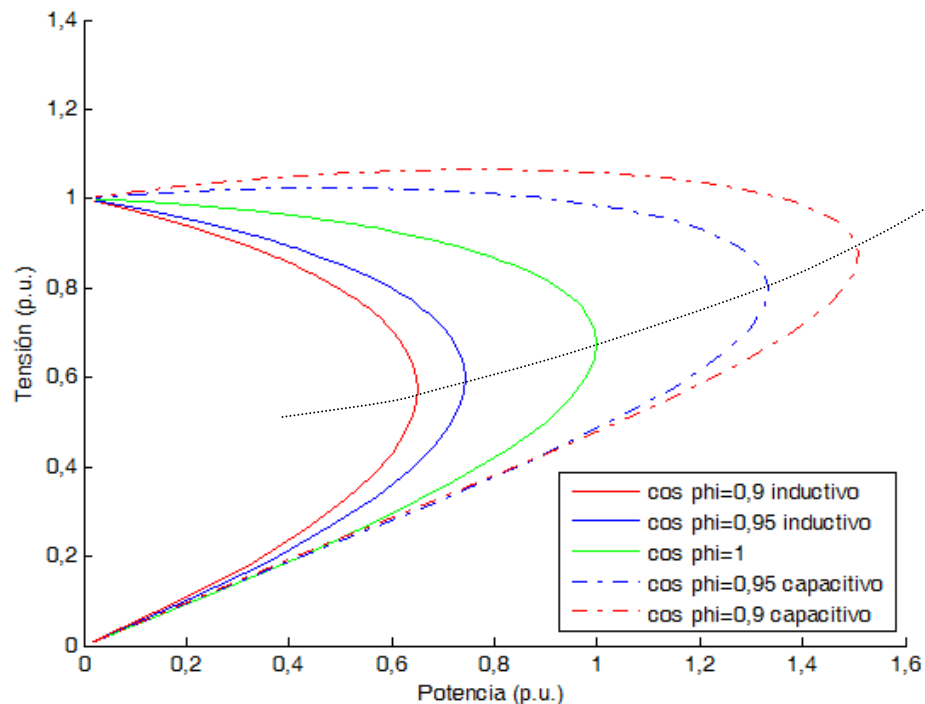


Figura 2.6 Curvas P-V.

Podemos observar en la Figura 2.6 que un aumento de la compensación de potencia reactiva en el sistema (disminución de la $\tan \varphi$) conlleva un aumento de la cargabilidad del sistema y, por tanto, de la distancia del sistema al punto de colapso de tensión. Sin embargo, el aumento excesivo de la compensación de la carga implica que la tensión de operación del sistema se encuentre en el entorno de la tensión crítica complicando la gestión y operación del sistema.

2.3.7 Curvas V-Q

Al igual que con la relación entre la tensión y la potencia activa (curvas P-V), se puede representar la relación entre la tensión y la potencia reactiva inyectada en un determinado nudo del sistema. Estas curvas se conocen como curvas V-Q y permiten obtener una estimación de la cantidad de potencia reactiva que es necesario compensar en un sistema para restablecer el punto de funcionamiento de dicho sistema u obtener un valor de tensión en el nudo de la carga deseado. El estudio de las curvas V-Q se debe realizar sobre los nudos más críticos del sistema y en las peores condiciones de operación del mismo. La Figura 2.7 muestra dos curvas V-Q genéricas correspondientes a un sistema de 15 kV; estudiando la curva correspondiente al nudo 1 se puede observar que dicho nudo es deficitario, en cuanto a potencia reactiva se refiere, siendo necesario realizar una aporte de 2 Mvar para mantener la tensión en dicho nudo en 15 kV; por el contrario, la situación correspondiente al nudo 2 es excedentaria de potencia reactiva y, como se puede observar en la Figura 2.7, existe un margen de reactiva de 1 Mvar que permite mantener la tensión de dicho nudo a la tensión de consigna, 15 kV.

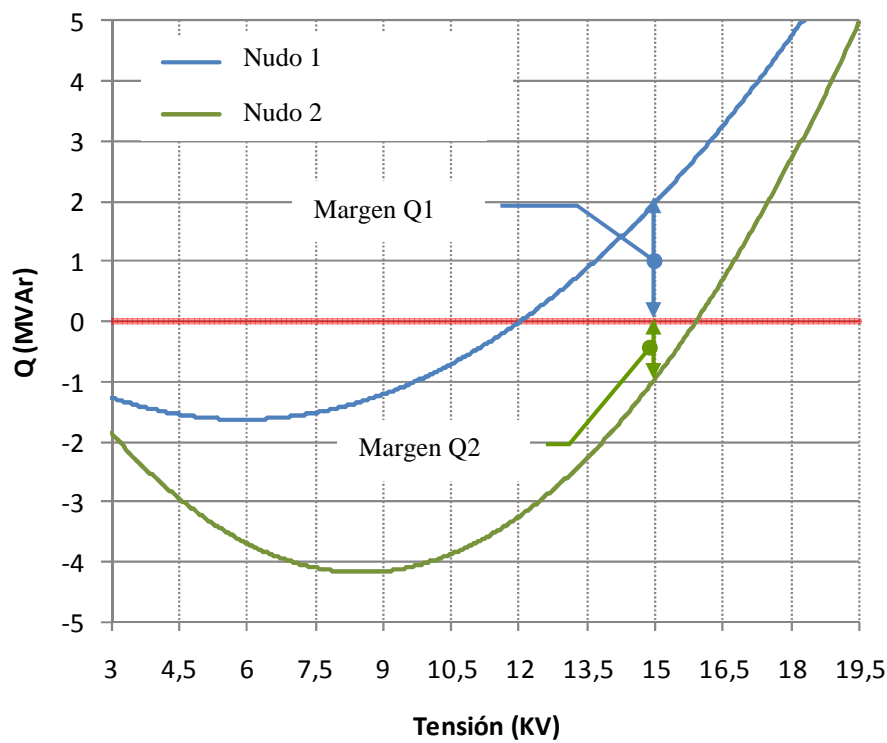


Figura 2.7 Curvas V-Q.

Consideremos ahora el sistema de dos nudos de la Figura 2.4. Para obtener las curvas V-Q de este sistema es necesario colocar un generador ficticio en el nudo de la carga. Este generador sólo inyecta potencia reactiva en el sistema (Q_C). Las nuevas ecuaciones del flujo de cargas serán:

$$P = -\frac{EV}{X} \sin \theta \quad (2.37)$$

$$Q - Q_c = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos \theta \quad (2.38)$$

Para cada valor de tensión V , podemos obtener el valor de θ a partir de la ecuación (2.37) y, posteriormente, el valor de la potencia reactiva inyectada por el generador síncrono, a partir de la ecuación (2.38).

La Figura 2.8 representa las curvas V-Q para el sistema de la Figura 2.4 y diferentes condiciones de carga. La curva del caso 1 corresponde a una situación en la que el sistema no está muy cargado y es capaz de mantener la tensión nominal (1 p.u.) sin necesidad de inyección de potencia reactiva (punto O). La curva correspondiente al caso 2 muestra un sistema más cargado. En este caso el sistema no es capaz de mantener la tensión nominal (punto de funcionamiento O') sin una inyección de potencia reactiva de 0,5 p.u. Los valores Q_1 y Q_2 representan los márgenes de potencia reactiva con respecto al punto máximo de operación del sistema (considerado para tensión 0,9 p.u.). Por último, la curva del caso 3 representa una situación de carga para la cual no es posible operar sin una inyección de potencia reactiva para el punto máximo de operación. En este caso el margen de potencia reactiva, Q_3 , es negativo.

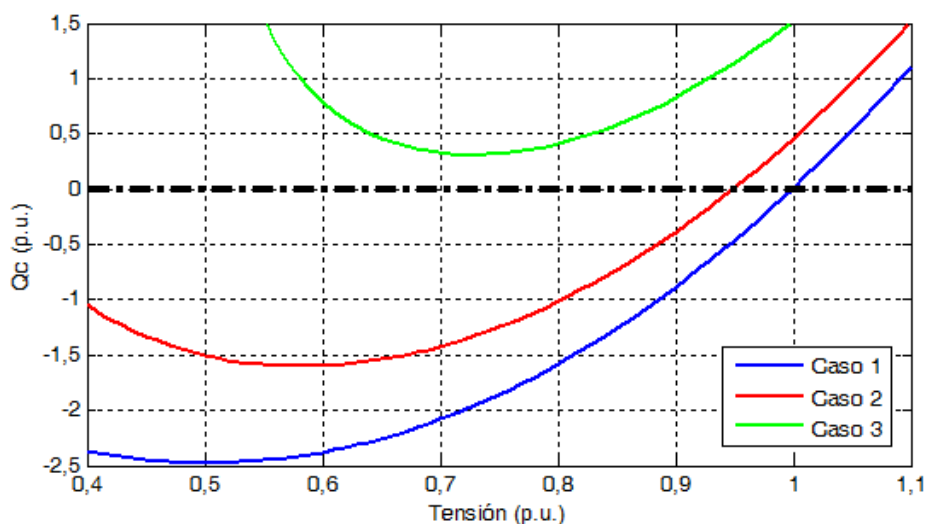


Figura 2.8 Curvas V-Q para el sistema de dos nudos.

2.3.8 Escenarios de inestabilidad de tensión

La existencia de un límite de transferencia máxima de potencia puede provocar problemas de inestabilidad y colapso de tensión en el sistema.

Existen dos escenarios clásicos que provocan inestabilidad en el sistema:

2.3.8.1 Incremento de la carga

El aumento de la carga provoca una desviación de la característica de equilibrio de la misma. El punto para el cual la característica de la carga es tangencial a la característica del sistema (representada por la curva P-V) se conoce como límite de máxima cargabilidad del sistema. Un aumento de la carga en este

punto implica pérdida de equilibrio y, por lo tanto, el sistema no podría seguir operando.

Consideremos el siguiente escenario de variación de carga:

$$P_d(\lambda) = P_{d0}(1 + \lambda) \quad (2.39)$$

$$Q_d(\lambda) = Q_{d0}(1 + \lambda) \quad (2.40)$$

Donde:

P_{d0} y Q_{d0} representan las condiciones iniciales de carga.

λ es el coeficiente de variación de la carga ($\lambda = 0$ para el caso inicial).

La Figura 2.9 muestra la evolución de la característica de la carga del sistema de la Figura 2.4, ante variaciones de carga regidas por las ecuaciones (2.39) y (2.40), así como la máxima transferencia de carga por la línea. Se puede comprobar que, a medida que aumenta la carga (P_1), el sistema se acerca a la zona de límite de funcionamiento, alcanzando el punto de colapso de tensión para la característica de carga correspondiente a λ_2 . La situación correspondiente a λ_3 no es factible ya que se encuentra fuera de los límites de funcionamiento del sistema.

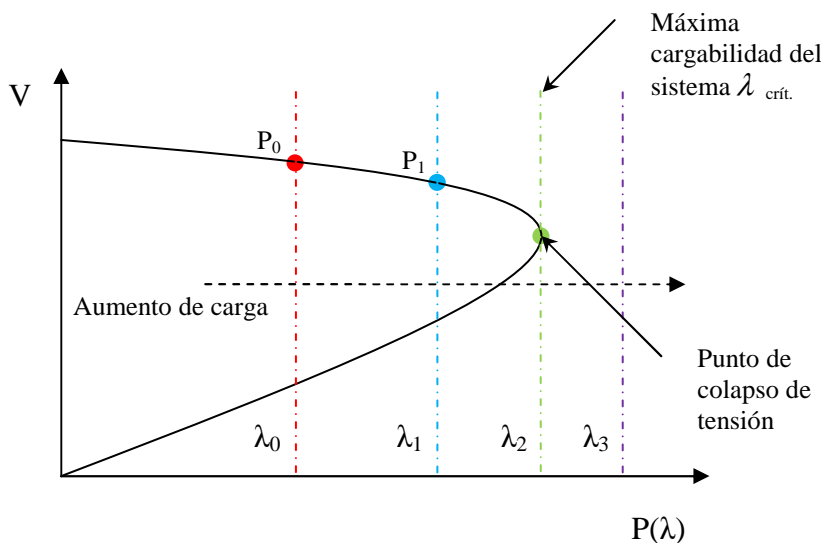


Figura 2.9 Mecanismo de inestabilidad: aumento de la carga ($a_1 = a_2 = 0$).

2.3.8.2 Grandes perturbaciones

Se consideran grandes perturbaciones en un sistema eléctrico a las pérdidas de líneas y/o elementos del equipo generador. Para el sistema de estudio de la Figura 2.4, estas perturbaciones se corresponden con un aumento de la reactancia de la línea de transmisión que implica una variación brusca de la característica del sistema. Esta situación está representada en la Figura 2.10, en ella se puede comprobar la variación que experimenta el punto de funcionamiento del sistema ante una perturbación. Las líneas roja y azul representan el comportamiento del sistema ante dos perturbaciones diferentes. Como se puede observar, la

perturbación que provoca el comportamiento representado por la línea roja correspondería a un sistema inestable en el cual la carga no puede ser abastecida.

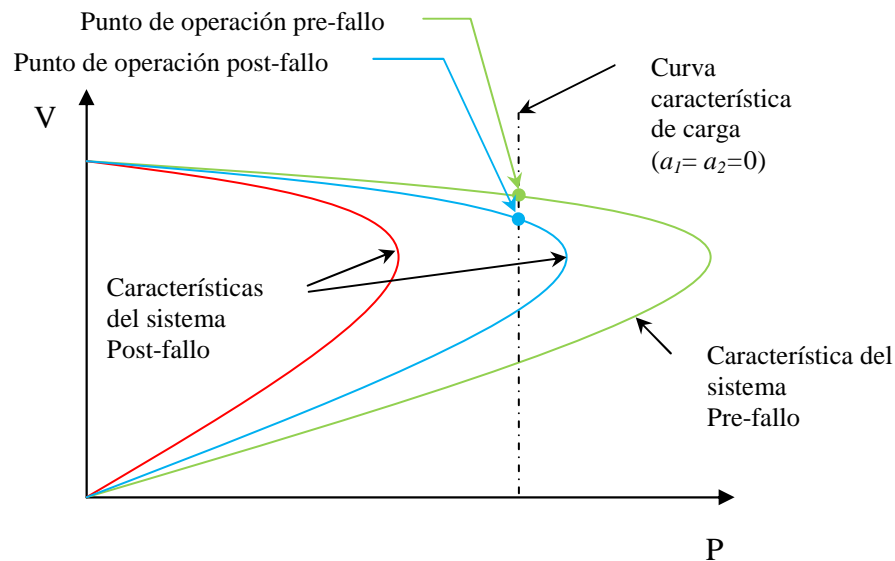


Figura 2.10 Mecanismos de inestabilidad: gran perturbación.

2.3.9 Efectos de la compensación de reactiva

Las desviaciones de tensión con respecto a los valores nominales (1 p.u.) se deben principalmente a una carencia de potencia reactiva en el sistema, como se describió en el apartado 2.3.7. Los elementos de compensación de potencia reactiva instalados a lo largo del sistema mejoran el perfil de tensiones de la red, reducen las corrientes en las líneas así como las pérdidas, y mejoran la estabilidad del sistema de potencia.

Los principales elementos de compensación de reactiva son los condensadores, que en los últimos años han desbancado a los compensadores síncronos. La localización óptima de estos elementos permiten aliviar los perfiles de tensión en zonas sobrecargas del sistema, ya sea debido a las cargas propias del sistema o a la impedancia inductiva de las líneas de transporte o distribución de electricidad.

Actualmente, existen diferentes configuraciones para los elementos de compensación de reactiva en redes eléctricas: bancos de condensadores, SVC y STATCOM (*STATic synchronous COMpensator*). Todos estos elementos se denominan estáticos porque no contienen ninguna parte móvil, como en el caso de los compensadores síncronos.

2.3.9.1 Banco de condensadores

El empleo de condensadores en redes de distribución y transporte está ampliamente extendido. Estos elementos se emplean principalmente para minimizar pérdidas y diferencias de tensión entre nudos de la red de transporte, compensar el factor de potencia de las cargas, estabilizar la carga, permitir que los

generadores trabajen en el entorno del factor de potencia unidad, o controlar el perfil de tensiones de las redes de distribución.

La principal forma de conexión de los condensadores en sistemas eléctricos de potencia es en paralelo en un nudo del sistema, aunque también se pueden encontrar condensadores conectados a una línea en serie. La conexión o desconexión de estos elementos suele ser manual, con presencia de un relé que permite la desconexión para valores de tensión por debajo de los límites de operación establecidos.

El principal problema de los condensadores es el dimensionado de los mismos para las diferentes condiciones de funcionamiento y de carga en la red. Esto se soluciona mediante la conexión de varios condensadores en paralelo (banco de condensadores) que, mediante el empleo de relés, conectan, o desconectan, el número necesario de escalones para el funcionamiento óptimo del sistema, como se ve en la Figura 2.11. Si el relé detecta una disminución de la tensión por debajo del valor umbral, se conecta un escalón de condensadores que eleva el nivel de tensión. El principal problema de esta configuración reside en el empleo de los relés: elementos mecánicos sometidos a desgaste que implican la necesidad de un mantenimiento y de actuación lenta.

Los principales inconvenientes de los bancos de condensadores son:

- Cuando se emplean estos elementos para compensación de carga, a mayor necesidad de compensación mayor es el tamaño del banco de condensadores necesario para mantener la tensión en todos los nudos del sistema dentro de los límites de operación establecidos. Este aumento progresivo de la compensación desplaza el punto de funcionamiento del sistema acercándolo progresivamente al punto de máxima transferencia de potencia por las líneas correspondiente a una situación de carga límite [8].
- En el caso de sistemas excesivamente cargados trabajando en el entorno del punto límite de transferencia de potencia, un pequeño aumento de carga puede derivar en un colapso de tensión. En esta situación, la tensión cae drásticamente y, puesto que el aporte de potencia reactiva por parte de un condensador es proporcional al cuadrado de la tensión ($Q_c = V^2/X_c$), el banco de condensadores sería incapaz de mantener la tensión en el sistema [21].
- Ante la desconexión de la línea en la que se encuentra conectado el banco de condensadores, la conexión del mismo debe retardarse hasta que la línea haya sido reenganchada. La conexión del banco de condensadores se debe realizar antes de que una cantidad significativa de las cargas se haya conectado de nuevo al sistema mediante transformadores con cambio de tomas o reguladores de tensión [20].

A partir de lo comentado anteriormente, la conexión de bancos de condensadores permite mejorar el comportamiento del perfil de tensiones de la red, pero no son capaces de prestar soporte al sistema en situaciones de tensiones bajas o de emergencia, momentos en los que el aporte de reactiva es más necesario para mantener la tensión del sistema [15].

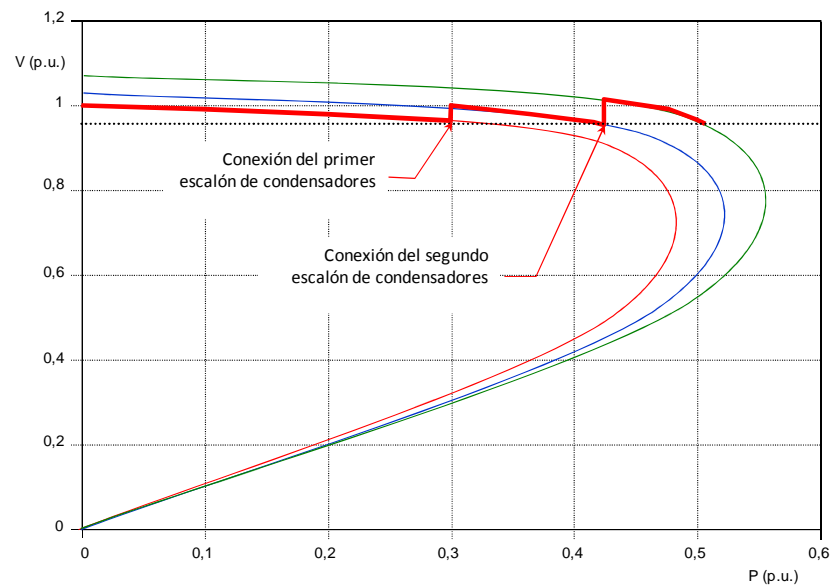


Figura 2.11 Curvas P-V para diferentes escalones de compensación de reactiva.

2.3.9.2 Compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC)

Los compensadores estáticos de potencia reactiva, SVC, son, básicamente, elementos de compensación de reactiva, como los bancos de condensadores, cuya conexión o desconexión está dinámicamente regulada por dispositivos electrónicos de control, como pueden ser los tiristores. Al contrario que los bancos de condensadores, los SVC son elementos que actúan rápidamente mejorando la estabilidad de tensión del sistema casi de forma instantánea. Otra característica de estos dispositivos es que ajustan de forma dinámica la inyección de potencia reactiva según cambian las condiciones de la red.

Los SVC comenzaron a utilizarse en los años 70. En la actualidad podemos encontrar estos sistemas conectados tanto a las redes de distribución como de transporte. Las principales aplicaciones de estos dispositivos son: control de sobretensiones temporales, prevención del colapso de tensiones, mejora de la estabilidad transitoria, atenuación de las oscilaciones electromecánicas en la red de transporte, balance de sistemas desequilibrados y reducción del parpadeo (*flicker*) en las proximidades de cargas variables en las redes de distribución, como pueden ser hornos de arco.

Existen dos topologías principales:

- **Reactancia controlada por tiristores (TCR, Thyristor Controlled Reactor):** este esquema es equivalente a un sistema formado por un condensador en paralelo con una reactancia variable, Figura 2.12a. La potencia reactiva que se inyecta en el punto de conexión se compone de la inyectada por el condensador conectado en paralelo y la regulación de la absorbida por la bobina. Para este control se emplean 2 tiristores en antiparalelo, para controlar los ciclos de conducción, cuyo ángulo de disparo se ajusta para variar la componente fundamental de la frecuencia de la corriente que circula por el dispositivo.

- *Condensador conmutado por tiristores (TSC, Thyristor Switched Capacitor):* en esta configuración el banco de condensadores está conectado al sistema de potencia mediante tiristores, Figura 2.12b. Es la configuración más sencilla para la utilización de dispositivos electrónicos de potencia en la compensación de potencia reactiva. La conexión o desconexión de los condensadores que componen el banco se realiza mediante dos tiristores conectados en antiparalelo, uno para cada ciclo de conducción. Puesto que los tiristores se controlan por una señal de disparo y se desconectan en un paso por cero de la corriente, es necesario repetir la orden de conexión en cada ciclo de la tensión de red.

La Figura 2.13 muestra la curva PV correspondiente a una red en la que se ha conectado un dispositivo SVC para compensar la potencia reactiva. En este caso, el control del ángulo de disparo de los tiristores permite mantener la tensión de operación del sistema al valor de consigna, desplazándose a lo largo de la zona horizontal de la característica del SVC.

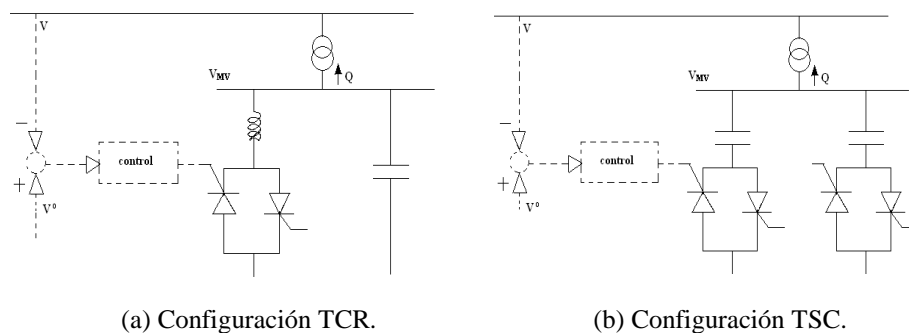


Figura 2.12 Esquema de representación de SVC.

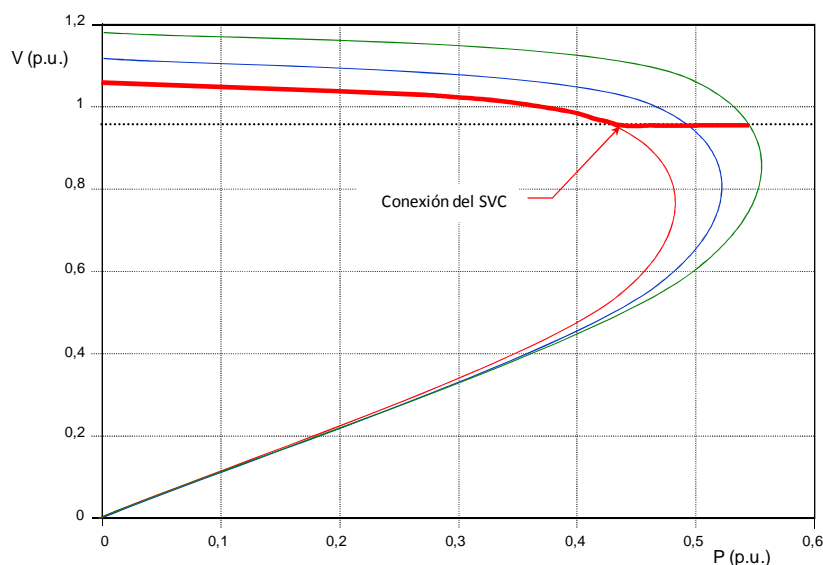


Figura 2.13 Curva P-V con conexión de SVC.

2.3.9.3 Compensador estático (STATCOM)

La Figura 2.14 muestra un esquema de este dispositivo que se compone de un convertidor electrónico, un elemento de almacenamiento de energía y un sistema de control que mantiene la tensión de la etapa de continua en un valor de tensión constante de referencia, y que calcula los ángulos de disparo de los tiristores o IGBT para inyectar la potencia reactiva necesaria en cada condición de funcionamiento del sistema [25]. Controlando adecuadamente la magnitud y fase de la tensión de salida del convertidor, el STATCOM, al igual que el SVC, puede intercambiar con el sistema tanto potencia activa como reactiva.

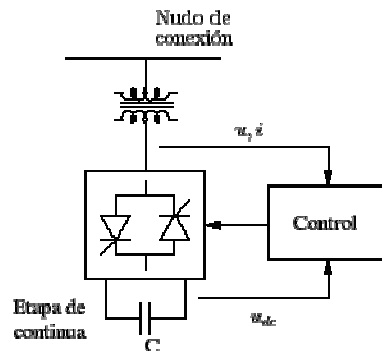


Figura 2.14 Esquema de STATCOM.

Este dispositivo se puede utilizar en las redes de transporte y distribución para regular la tensión, corregir el factor de potencia, así como filtrar armónicos cuando se conecta en paralelo con un cliente perturbador.

Entre las características de estos dispositivos cabe destacar:

- Los STATCOM son capaces de aportar corriente reactiva incluso para tensiones muy bajas, permitiendo por tanto aliviar las tensiones en situaciones de valores anormalmente bajos. Esto supone una mejora con respecto al funcionamiento de los SVC.
- Los STATCOM poseen una rápida capacidad de respuesta que, unida a la habilidad para suministrar corriente capacitiva constante, hace de este dispositivo una solución ideal en aplicaciones de control de tensión.

Además, el STATCOM puede ser utilizado donde se requiera un control rápido y continuo de potencia reactiva, como puede ser:

- Regulación y control efectivo de la tensión.
- Reducción de sobretensiones temporales.
- Aumento de la capacidad de transferencia de potencia en estado estable.
- Aumento del margen de estabilidad transitoria.
- Equilibrio del balance entre cargas monofásicas.
- Reducción de las fluctuaciones rápidas de tensión (control de flicker).

2.3.10 Efectos de los transformadores con regulación de tomas

Los sistemas eléctricos están formados por diferentes niveles de tensión conectados entre sí mediante transformadores de potencia. Generalmente los transformadores están equipados con reguladores de tomas que permiten variar la relación de transformación del transformador para mantener los niveles de tensión en los devanados del transformador sin necesidad de interrumpir el flujo de potencia por el mismo.

Podemos clasificar los transformadores dependiendo de su ubicación dentro del sistema eléctrico de potencia en cuatro categorías:

- Transformadores que alimentan el sistema de distribución.
- Transformadores que conectan el sistema de transporte con el de distribución.
- Transformadores que conectan dos niveles de tensión dentro del sistema de transmisión o distribución.
- Transformadores elevadores de conexión de los generadores a la red.

El control de la tensión, en el devanado de los transformadores con regulación de tomas en el que se encuentra conectada la carga, se realiza mediante un regulador dinámico de tensión, Figura 2.15, como se detalla a continuación: ante variaciones de la tensión superior a la permitida por el sistema entra en funcionamiento un relé temporal. Una vez transcurrido el tiempo de espera del relé, que suele ser de varios segundos, el mecanismo de cambio de tomas empieza a actuar hasta que la tensión vuelve a estar dentro de la zona normal de funcionamiento, o bien hasta que se alcanza el límite superior o inferior del regulador de tomas. Una vez dentro de la zona de trabajo de tensión del sistema, tanto el relé temporal como el mecanismo de cambio de tomas se inicializan.

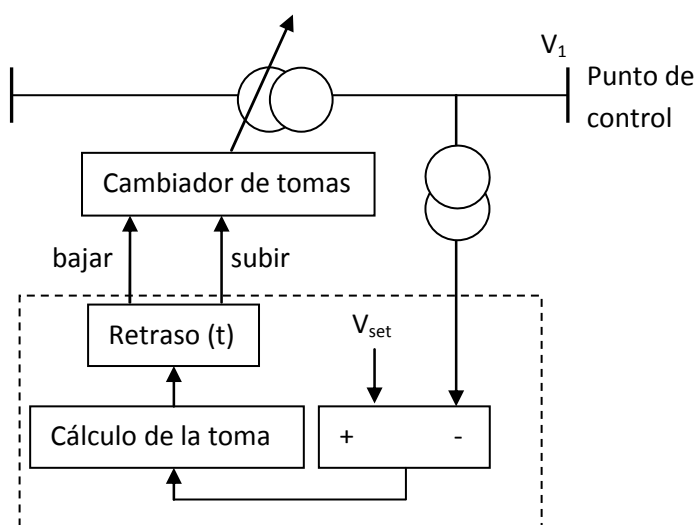


Figura 2.15 Regulador dinámico de un transformador con tomas.

En el caso particular del estudio de los márgenes de estabilidad de tensión o reserva de potencia reactiva, no es necesario considerar el comportamiento dinámico de los cambios de tomas, ya que en el rango de tiempo considerado las oscilaciones transitorias que ha sufrido el sistema se han visto amortiguadas en el periodo transitorio y la dinámica de los transformadores con tomas ha tenido tiempo suficiente para actuar y ajustarse a la nueva posición.

Las principales características de los transformadores con tomas son [6]:

- El rango de variación del regulador de tomas es de $\pm 10\%$ de la tensión nominal del devanado del transformador en el que se encuentra el cambiador de tomas, distribuido en un número determinado de pasos.
- El tiempo de actuación entre cambio de tomas es ajustable, por ejemplo entre 10 y 120 segundos. Los valores típicos son 30 ó 60 segundos. Para variaciones elevadas de tensión, el tiempo necesario para el paso por todas las tomas del regulador está en torno a los 2 minutos. A mayor retardo en el cambio de tomas, mayor es el tiempo disponible para tomar medidas correctoras de la tensión.

Normalmente, el empleo de los cambios de las tomas de los transformadores se limitan a pequeñas variaciones de tensión que impliquen variaciones moderadas de carga.

2.4 Análisis de la estabilidad de tensión en una red de 14 nudos

2.4.1 Descripción del sistema

Para realizar el estudio de estabilidad de tensión se va a emplear la red de transporte IEEE de 14 nudos [26], cuyo esquema se muestra en la Figura 2.16. Esta red está compuesta por 14 nudos, 4 generadores y 11 cargas. Los datos de esta red se encuentran en el Anexo I. Para estudiar el comportamiento del sistema ante la incorporación de fuentes de energía renovable, se ha realizado una modificación del sistema introduciendo una unidad de generación eólica, de 30 MW, en el nudo 8.

En primer lugar se realiza un estudio para determinar el modelo de carga más adecuado para el análisis de estabilidad que nos ocupa. Para ello se emplean los modelos de carga descritos en el apartado 2.3.4.

El análisis de estabilidad de tensión realizado corresponde a las acciones correctoras, en cuanto a compensación de reactiva se refiere, para una situación de inestabilidad derivada de una variación de la carga correspondiente al sistema de ecuaciones del apartado 2.3.8.1, (2.39) y (2.40).

La Figura 2.17 muestra el perfil de tensiones de la red de estudio IEEE de 14 nudos modificada, es decir, con la incorporación de la unidad de generación eólica.

La Figura 2.18 muestra un análisis de la evolución en los nudos 3, 4, 5 y 14. Como se puede observar, según aumenta la demanda de la carga, la tensión disminuye más rápidamente en el nudo 14, por lo que éste es el nudo más crítico del sistema.

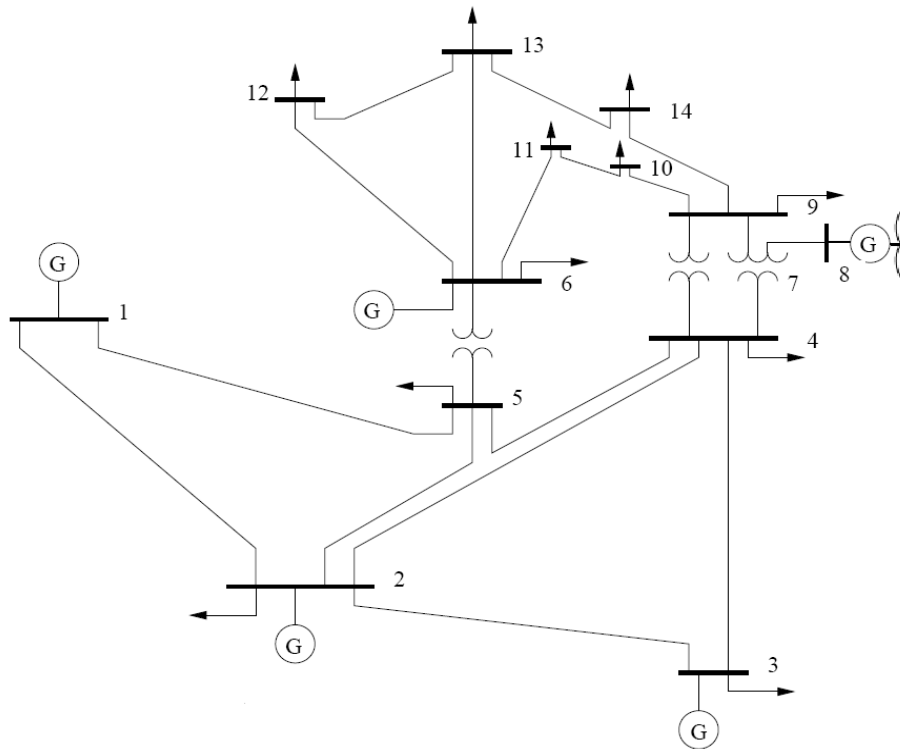


Figura 2.16 Sistema IEEE de 14 nudos modificado.

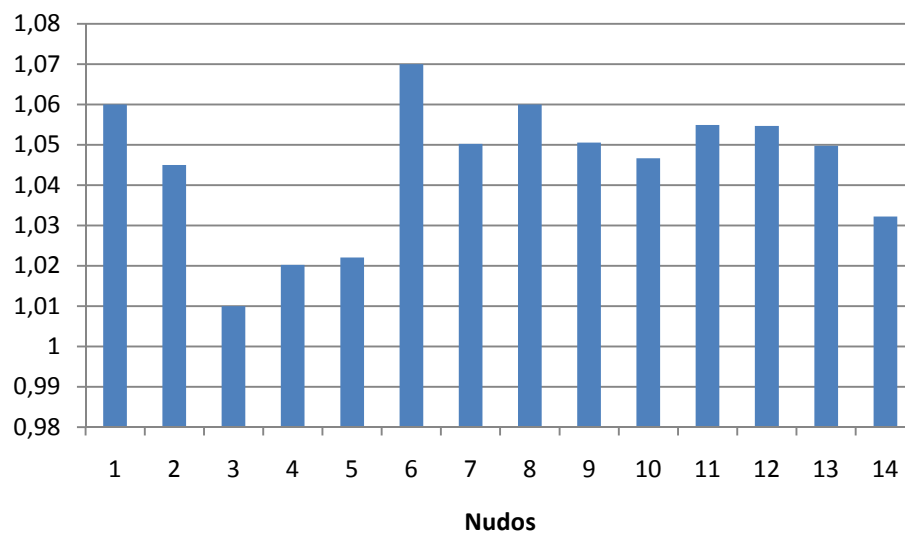


Figura 2.17 Perfil de tensiones de la red IEEE de 14 nudos modificada.

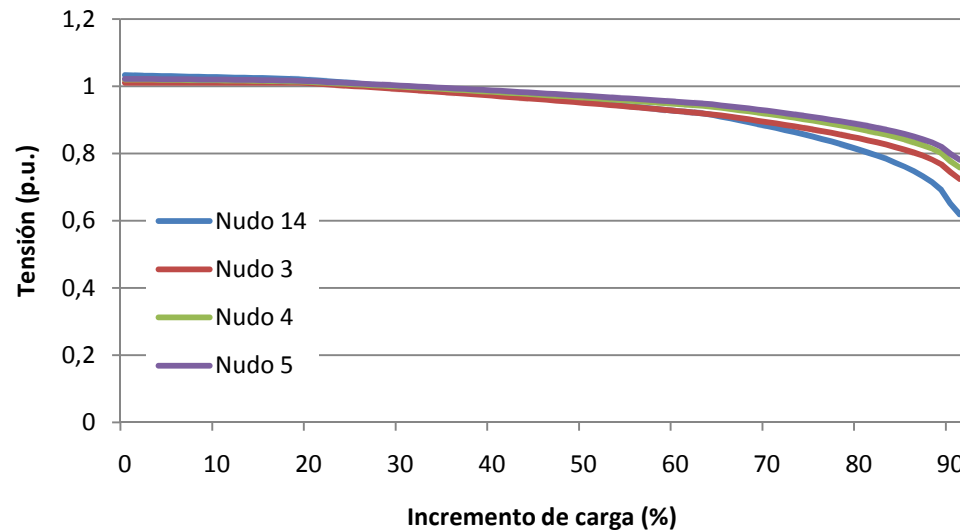


Figura 2.18 Evolución de los nudos 3, 4, 5 y 14 ante variaciones de la carga.

2.4.2 Influencia del modelo de carga

Se va a realizar un pequeño análisis del comportamiento del sistema frente a diferentes modelos de carga. Esta comparativa determinará qué modelo es el más conveniente para el estudio de estabilidad de tensión posterior.

Los modelos a analizar serán los correspondientes al apartado 2.3.4: modelo de potencia constante, impedancia constante, corriente constante y modelo ZIP. Para este último se eligen los coeficientes de la siguiente manera: 60% impedancia constante, 10% corriente constante y 30% potencia constante ($b_1=c_1=0,6$, $b_2=c_2=0,1$ y $b_3=c_3=0,3$).

Las gráficas de la Figura 2.19, Figura 2.20, Figura 2.21 y Figura 2.22 representan las curvas P-V (obtenidas del software PowerWorld® [27]), hasta el punto de colapso de tensión del sistema, para los cuatro modelos de carga estudiados y para el nudo más crítico del sistema, el nudo 14. Se puede comprobar que para el análisis correspondiente al modelo de carga ZIP, Figura 2.22, el sistema se vuelve inestable antes de alcanzar el límite de operación inferior, establecido en 0,9 p.u. Realizando una comparación entre los modelos restantes - potencia, corriente e impedancia constante- se puede concluir que el modelo de carga con mejor comportamiento, con respecto a la estabilidad de tensión se refiere, es el correspondiente a potencia constante.

Tabla 2.3 Máxima cargabilidad según modelos de carga.

	$Carga_{0,9p.u.} (MW)$	$\lambda_{lím.} (p.u.)$
Modelo de potencia constante	31,75	1,13
Modelo de corriente constante	28	0,88
Modelo de impedancia constante	25,8	0,73

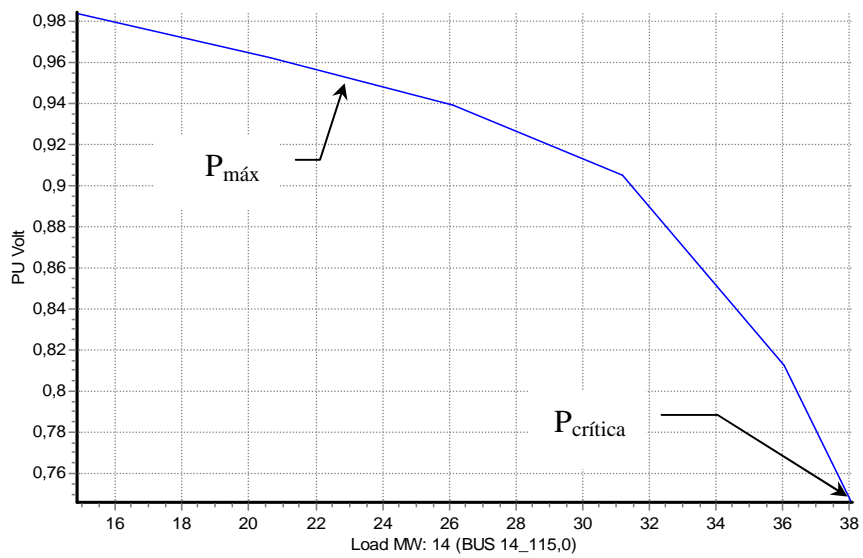


Figura 2.19 Curva PV modelo de potencia.

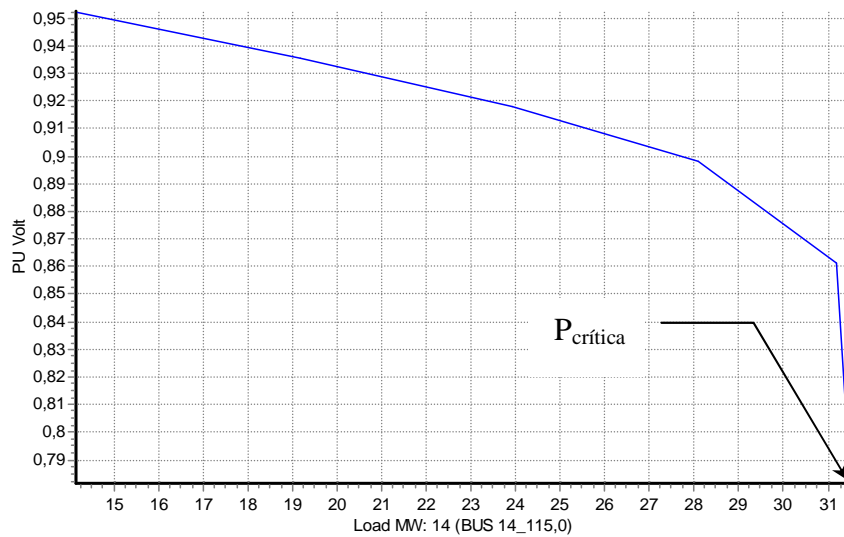


Figura 2.20 Curva PV modelo de corriente constante.

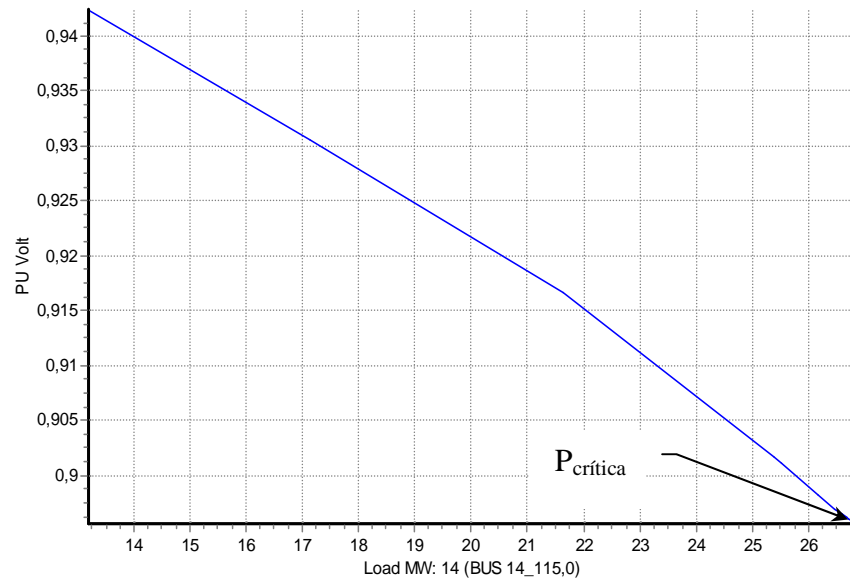


Figura 2.21 Curva PV modelo de impedancia constante.

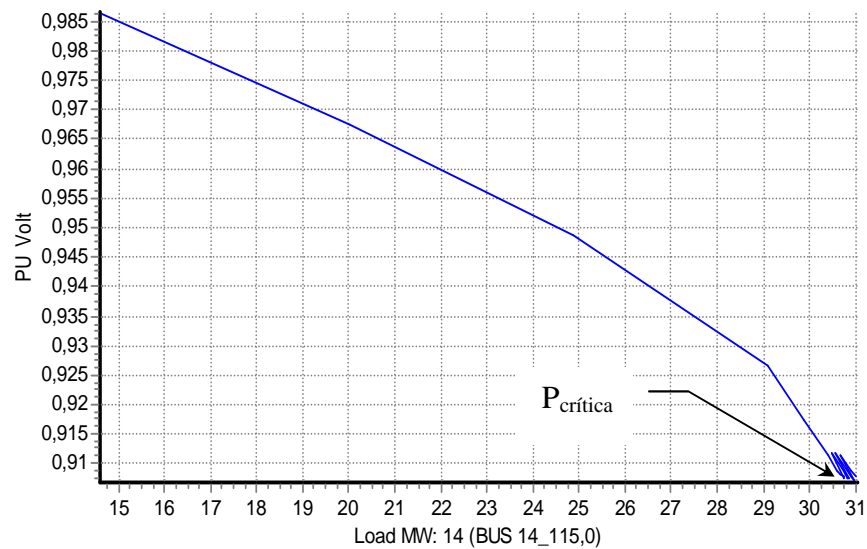


Figura 2.22 Curva PV modelo ZIP.

Empleando el límite inferior de operación (0,9 p.u.) como indicador comparativo, se puede observar en la Tabla 2.3 que el valor de carga máxima corresponde al modelo de carga de potencia constante, para el cual se consigue un aumento de cargabilidad del 113% respetando los límites de operación.

2.4.3 Influencia de los compensadores estáticos de tensión SVC

En este apartado, se analiza la influencia de la incorporación de un elemento de compensación de reactiva en el sistema, en este caso un SVC, para la mejora de la cargabilidad y estabilidad del mismo. Para ello se modifican las características de la red de estudio incorporando una unidad SVC de 45 Mvar en

el nudo 8 (nudo del generador eólico). La Figura 2.23 muestra la curva P-V correspondiente al nudo más crítico del sistema de 14 nudos modificado, el nudo 14.

El análisis de la Figura 2.23 y la Tabla 2.4 muestra cómo la incorporación de elementos de compensación de reactiva (curva roja) mejora tanto la cargabilidad del sistema, para una determinada condición de funcionamiento, como la estabilidad de tensión, desplazando hacia la derecha el punto de colapso de tensiones del sistema.

Tabla 2.4 Cargabilidad del sistema IEEE de 14 nudos.

<i>Sistema de estudio</i>	$\lambda_{lim.}$		$\lambda_{crít.}$	
Red inicial	0,45 p.u.	293 MW	0,76 p.u.	553 MW
Con SVC en nudo 8	0,66 p.u.	480 MW	0,94 p.u.	684 MW

La Figura 2.24 muestra la curva V-Q para el nudo más crítico del sistema de estudio, el nudo 14. En dicha figura se puede apreciar el margen de potencia reactiva en el nudo 14 para los límites de operación establecidos. Así, el sistema podría mantener la tensión entre la zona de funcionamiento comprendida entre 0,9 y 1 p.u. sin necesidad de inyectar potencia reactiva ya que se dispone de margen de reactiva suficiente (30 Mvar para el caso de tensión 0,9 p.u.).

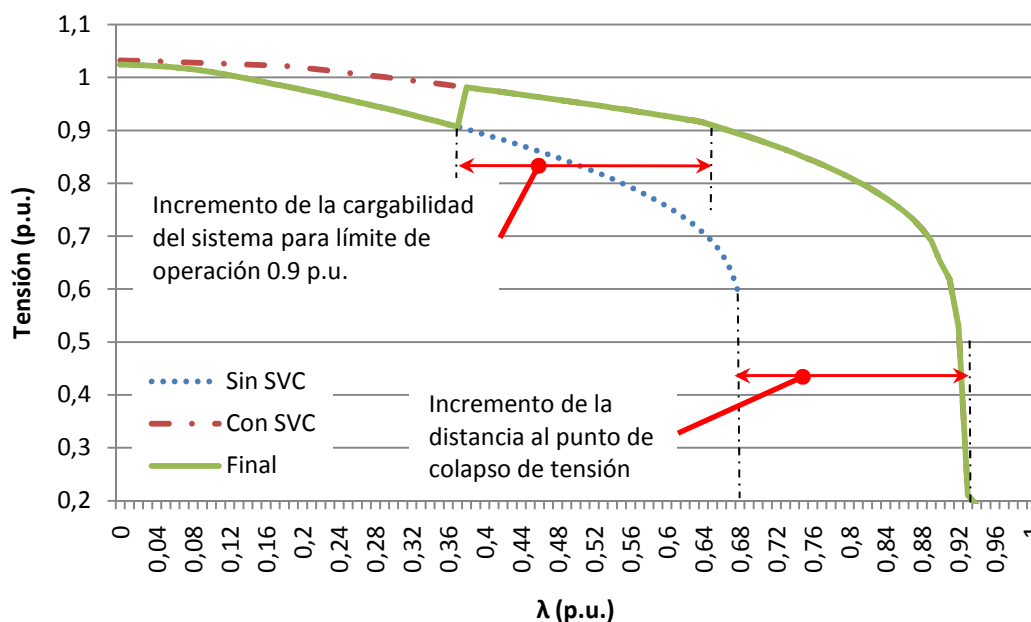


Figura 2.23 Curvas P-V para la red IEEE de 14 nudos modificada con SVC.

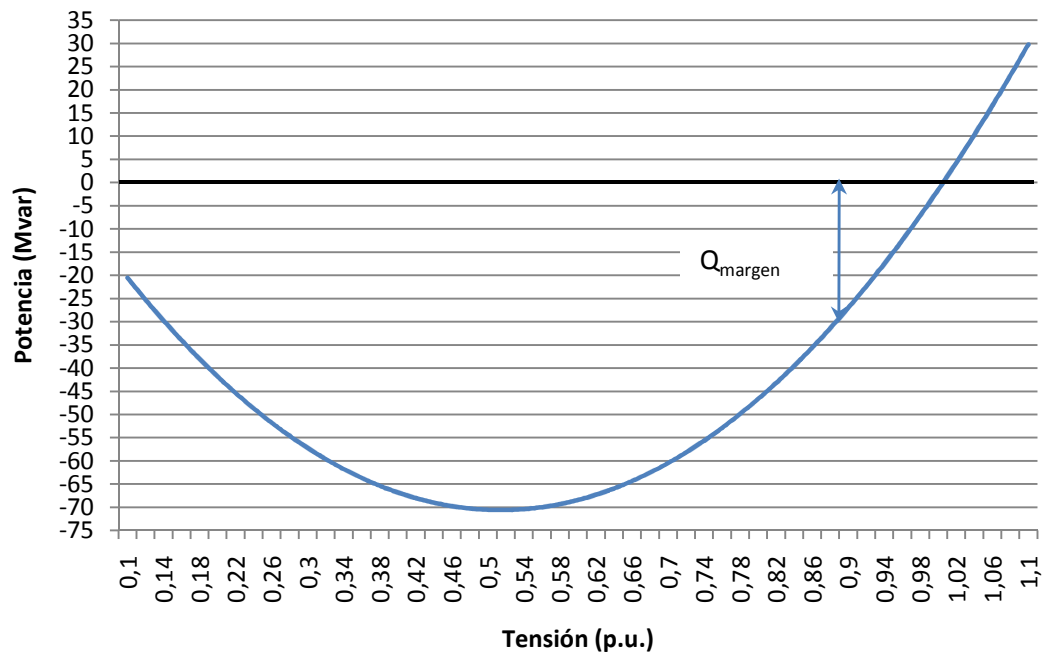


Figura 2.24 Curva V-Q para el nudo 14 de la red IEEE de 14 nudos modificada.

2.4.4 Influencia del cambio de tomas de los transformadores

En este apartado se tratará de corregir las desviaciones de la tensión en los nudos del sistema, mediante el empleo de transformadores dotados de cambio de tomas. Estos transformadores permiten modificar la tensión en los nudos de la red en la que se conectan, mediante la variación de la relación de transformación. Generalmente, el nudo de control es el correspondiente al lado de baja tensión.

En este estudio se va a dotar al transformador que se encuentra entre los nudos 4 y 7 con tomas de regulación. El margen de regulación de tensión es del $\pm 10\%$ y dispone de 32 pasos para conseguirlo.

La Figura 2.25 muestra la curva P-V del sistema de estudio correspondiente al nudo más crítico, el nudo 14, para diferentes valores del cambiador de tomas del transformador conectado entre los nudos 4 y 7. La influencia del cambio de tomas frente al aumento de carga del sistema viene dado por la línea roja de la Figura 2.25. Como se puede apreciar en la gráfica, cuando la tensión en el nudo de control alcanza el valor límite de operación establecido (0,9 p.u.), el transformador modifica la relación de transformación adecuando la tensión al nuevo valor de consigna.

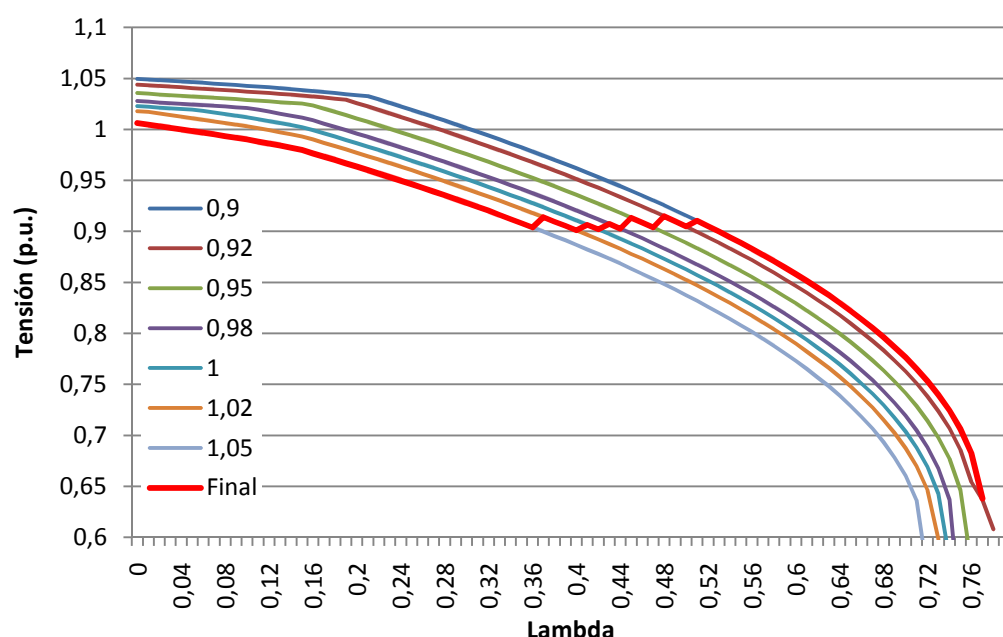


Figura 2.25 Curvas P-V correspondientes al nudo 14 de red la IEEE de 14 nudos modificada, considerando la variación de la relación de transformación del transformador conectado entre los nudos 4 y 7.

2.5 Seguridad de sistemas de potencia

Generalmente, los sistemas de potencia están diseñados y operan respetando los límites correspondientes a criterios de seguridad N-1, es decir, respetando los límites en situaciones de pérdida de algún elemento del sistema.

El análisis de seguridad en sistemas de potencia permite comprobar el estado de la red tras sufrir algún tipo de cambio en su topología; dichos cambios vienen dados por la pérdida de una línea, de un transformador, de un generador o de algún nudo de la red. La supervisión del estado del sistema se realiza mediante 3 magnitudes eléctricas o parámetros de control: la frecuencia, la tensión en los nudos de la red y los niveles de carga en los diferentes elementos de la red (líneas y transformadores).

Para valorar el correcto funcionamiento de la red de potencia, el Operador del Sistema eléctrico español ha elaborado una serie de Procedimientos de Operación (P.O.) en los que se encuentran recogidos los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico [28] y [29]. El objetivo de estos procedimientos es que el sistema garantice la continuidad del suministro, con la calidad requerida, ante cualquier eventualidad en el sistema, ya sea previsible como las variaciones en la carga, o imprevisible como la pérdida de una línea (contingencia). Se puede decir, por tanto, que la seguridad de un sistema viene dada por la capacidad del mismo para permanecer en un estado estable en el que se respeten los límites de operación impuestos para las diferentes variables de control. Estos límites se encuentran recogidos en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5 Límites de las variables de control del sistema en funcionamiento normal, [29].

<i>Estado</i>	<i>Frecuencia</i>	<i>Tensiones</i>	<i>Sobrecargas admitidas en líneas</i>	<i>Sobrecargas admitidas en transformadores</i>
Sin fallo	(49,85-50,15) Hz	400kV: (390-420) kV 220kV: (205-245) kV	No existen	No existen

En [28] y [29] se recogen los criterios de seguridad que deben aplicarse en la operación del sistema eléctrico español para garantizar la continuidad del suministro con la calidad requerida. Estos criterios tienen en cuenta los utilizados, a su vez, en el diseño y planificación de la red de transporte.

Se definen cuatro estados de funcionamiento del sistema [28]:

- *Estado normal*: todas las variables de control que caracterizan el estado del sistema se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal establecidos en [28] y se cumplen los criterios de seguridad ante contingencias, indicados en la Tabla 2.6.
- *Estado de alerta*: situación para la que, aun siendo adecuados los valores de las variables del sistema, no se cumplen los criterios de seguridad frente a contingencias.
- *Estado de emergencia*: situación en la que una o más variables del sistema presentan valores fuera de los márgenes de funcionamiento normal.
- *Estado de reposición*: situación en la que se produce una pérdida de suministro en una zona eléctrica (cero zonal) o en la totalidad del sistema (cero nacional). En este caso el principal objetivo es la reposición ordenada, segura y rápida del servicio.

Las contingencias a tener en cuenta en los análisis de seguridad son:

- *Fallo simple* de uno cualquiera de los elementos del sistema: grupo generador, línea, transformador o reactancia. Se considera *criterio N-1*.
- *Fallo múltiple* o simultáneo de los dos circuitos de las líneas de doble circuito o dos elementos del sistema. Se considera *criterio N-2*.

El comportamiento del sistema ante cualquier contingencia debe mantener las variables de control dentro de los límites establecidos en la Tabla 2.6. El análisis de la seguridad de los sistemas de potencia se puede realizar mediante tres herramientas básicas:

1. *Monitorización del sistema*: se lleva a cabo a través de un sistema de adquisición de datos que suministra al operador del sistema la información telemetrada correspondiente al estado de las distintas variables de control del sistema (frecuencia, tensión, flujos de potencia,...), así como de los diferentes elementos del sistema (seccionadores, interruptores, etc.), en tiempo real. Estos sistemas se combinan con los estimadores de estado para obtener una visión más

realista del sistema y se apoyan en los dispositivos de telemando para actuar sobre los seccionadores e interruptores. El conjunto de estas herramientas se conoce como *SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition system)* y permite supervisar y actuar sobre los sistemas de potencia para corregir posibles desviaciones.

2. *Análisis de contingencias*: consiste en modelar posibles problemas en el sistema antes de que ocurran para resolverlos de la manera más rápida y satisfactoria.
3. *Flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad*: esta herramienta combina el análisis de contingencias con el flujo de cargas óptimo. El resultado de este flujo es una modificación en el despacho económico que permite ante un estudio de contingencias que no se incurra en ninguna violación, [30].

Tabla 2.6 Límites de funcionamiento ante contingencias, [28].

<i>Estado</i>	<i>Frecuencia</i>	<i>Tensiones</i>	<i>Sobrecargas admitidas en líneas</i>	<i>Sobrecargas admitidas en transformadores</i>
Fallo simple	(49,85-50,15) Hz	400kV: (380-435) kV 220kV: (205-245) kV	No existen	10% (Nov - Marzo)
Fallo de doble circuito o grupo más línea	(49,85-50,15) Hz	400kV: (375-435) kV 220kV: (200-245) kV	15%	20% (Nov - Marzo) 10% (Jun - Agosto) 15% (resto)

2.6 Análisis de contingencias

Como se ha comentado en la sección anterior, el análisis de contingencias es una de las herramientas empleadas en los estudios de seguridad de las redes de potencia. Esta herramienta permite detectar la violación de los límites de operación o de las variables de control del sistema, producidas por diversas alteraciones de la topología de la red, como pueden ser pérdidas de líneas, transformadores, generadores, nudos, o combinaciones de ellas.

Las restricciones técnicas que se tienen en cuenta a la hora de realizar un análisis de contingencias están relacionadas con las variables de control del sistema y los límites de operación de las mismas:

- Flujo de potencia en líneas y transformadores.
- Tensión en los nudos de la red.

Un resumen de los límites de operación de estas variables se encuentra en la Tabla 2.6.

El análisis de contingencias permite detectar posibles fallos en el sistema antes de que se produzcan y estudiar las acciones correctoras correspondientes. El método empleado en la detección de estos fallos es la realización de flujo de cargas para cada una de las posibles pérdidas de elementos planteadas en el sistema eléctrico.

Uno de los mayores problemas relacionados con la puesta en marcha de los análisis de seguridad de red, en centros de control de sistemas eléctricos, es el tiempo empleado en la realización de dichos análisis. Para resolver este problema, el análisis de contingencias clásico se subdivide a su vez en dos: la preselección de contingencias y el análisis de contingencias propiamente dicho. La preselección de contingencias restringe el número de contingencias a estudiar, disminuyendo por tanto el tiempo de cálculo del análisis en detrimento de la exactitud de la solución. La preselección de contingencias es un proceso delicado ya que puede dar lugar a problemas de enmascaramiento de contingencias relevantes.

La búsqueda de una solución de compromiso entre rapidez y exactitud en la resolución de los análisis de contingencias ha dado lugar a numerosas técnicas de selección de contingencias, [30] - [32], que se pueden clasificar en 5 grandes grupos:

1. *Métodos basados en factores de sensibilidad lineal*

Los factores de sensibilidad lineal permiten obtener, de forma rápida, las posibles sobrecargas de sistemas de potencia. Estos factores muestran la variación de los flujos de potencia de las líneas debido a la pérdida de una línea o un generador, y derivan del flujo de cargas para componente de secuencia directa.

El primero de ellos, conocido también como factor de distribución ante la pérdida de un generador (a_{li} , (2.41)), muestra la variación en los flujos de potencia de las líneas ante variaciones en la generación del sistema, ya sea por pérdida de un generador o por variaciones de la carga.

$$a_{li} = \frac{\Delta L F_p}{\Delta P_i} \quad (2.41)$$

Donde:

- l representa el índice de la línea.
- i representa el índice del nudo.
- $\Delta L F_p$ representa la variación del flujo de cargas de la línea l (en MW) cuando se produce un cambio en la generación ΔP_i en el nudo i .
- ΔP_i representa la variación de la generación del nudo i .

El segundo, conocido también como factor de distribución ante la pérdida de una línea (d_{lk} , (2.42)), muestra la variación en los flujos de potencia de una línea ante la variación de la potencia en otra línea del sistema.

$$d_{lk} = \frac{\Delta LF_l}{LF_{k0}} \quad (2.42)$$

Donde:

ΔLF_l representa la variación del flujo de cargas de la línea l (en MW).

LF_{k0} representa el flujo original por la línea k antes de ser desconectada.

Estos factores permiten obtener una idea del estado de carga de cada elemento del sistema tras un evento y, por tanto, seleccionar las contingencias que provocan violaciones de límites en líneas y transformadores. Puesto que sólo dependen de la topología de la red, los factores de sensibilidad lineales tienen un valor único y pueden ser calculados con anterioridad. El principal inconveniente de estos factores es que no dan información sobre la tensión en los nudos de la red ni sobre los flujos de potencia reactiva por las líneas.

2. Métodos basados en flujo de cargas

La rapidez de los métodos de selección basados en índices de sensibilidad lineal es superior a la de los métodos basados en flujo de cargas en los que intervienen las tres componentes de secuencia del sistema obteniendo un lugar destacado en las operaciones de control de sistemas de potencia. Sin embargo, en numerosas ocasiones la tensión en los nudos de la red, así como los flujos de potencia reactiva por las líneas, son factores críticos a la hora de evaluar las contingencias. En estos casos no se pueden emplear los factores de sensibilidad lineal utilizándose el flujo de cargas completo en el sistema.

El proceso más simple de análisis de seguridad se realiza mediante el estudio de los resultados obtenidos a partir de la simulación de flujo de cargas completo para cada una de las posibles pérdidas de generador, línea o transformador. Este proceso permite determinar, de forma precisa, las sobrecargas y violaciones de límites de tensión en el sistema ante contingencias. El problema asociado a este análisis es la dimensión de la lista de contingencias a estudiar, que se traduce en tiempo de cálculo.

3. Métodos basados en índices de severidad

Estos métodos permiten evaluar cómo afecta la pérdida de un elemento al sistema de potencia. La severidad de las contingencias se mide mediante índices de funcionamiento, valores altos de estos índices indican mayor severidad de la contingencia. En la literatura, [30] y [32], se emplean, principalmente, dos índices de funcionamiento relacionados con las restricciones de tensión y de potencia que evalúan la sobrecarga de un sistema tras una contingencia.

Estos métodos emplean flujo de cargas desacoplado o una versión reducida del flujo de cargas desacoplado conocida como *IPIQ*. Esta técnica consiste en interrumpir el proceso tras una iteración $P-\theta$ sobre las

fases de las tensiones nodales y una iteración $V-Q$ sobre los módulos de esas tensiones. Este método permite detectar sobretensiones en las ramas y problemas de tensiones en los nudos de la red.

4. Soluciones locales basadas en relajación concéntrica

Esta técnica se sustenta en la idea de que la pérdida de una línea o generador tiene un área de influencia física. Para ello se divide el sistema en dos zonas: la zona de influencia de la contingencia y la zona no afectada. Una vez hecha esta división se va modelando el sistema en capas en función de la distancia del elemento de estudio al que provoca la contingencia. Una vez modelado el sistema, se elige un número de capa arbitrario, que va a representar la zona límite de influencia de la contingencia, y se realiza un flujo de cargas para todos los nudos contenidos en las capas inferiores manteniendo constante la tensión y el ángulo en los nudos de las capas sobre las que no se realiza el flujo de cargas. La solución obtenida puede emplearse de dos formas: como índice de severidad de la contingencia de estudio, o como solución final del caso de estudio para la zona afectada. El principal problema de esta técnica reside en el hecho de que, para grandes sistemas de potencia, el número de capas puede llegar a ser superior al número de contingencias a estudiar, [30].

5. Análisis zonal

Esta técnica resuelve los problemas de la relajación concéntrica relacionados con la selección arbitraria del número de capas a calcular ya que establece únicamente 3 capas o subsistemas de estudio: la primera capa está relacionada con la zona circundante a la contingencia afectada, un subsistema exterior que no se ve afectado por la contingencia y que, por tanto, no se resolverá, y una capa intermedia entre los dos subsistemas que sí se incluye en los cálculos y que permite obtener los nudos afectados por la contingencia, [30].

2.6.1 Propuesta de un índice de funcionamiento de tensión

En esta tesis se propone utilizar un índice de funcionamiento diferente a los indicados previamente para evaluar la severidad de las contingencias.

El índice de funcionamiento, du_k , mide la desviación del perfil de tensiones post-contingencia con respecto a un valor de consigna, típicamente 1 p.u.

$$du_k = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (V_i - V_{i0})^2}{n}} \quad (2.1)$$

Donde: du_k es el índice de severidad de la contingencia k .
 V_i es la tensión del nudo i .
 V_{i0} es la tensión de consigna, en nuestro caso 1 p.u.
 n es el número de nudos de la red de estudio.

La ventaja de utilizar este indicador es que permite evaluar el grado de dispersión del perfil de tensiones tras la contingencia.

2.7 Síntesis

Este capítulo recoge un análisis del fenómeno de estabilidad de tensión de sistemas de potencia. En él se muestran las definiciones correspondientes a los conceptos más relevantes de este fenómeno como son: estabilidad e inestabilidad de tensión y colapso de tensiones. Así mismo, se realiza una descripción de los principales mecanismos de inestabilidad y las posibles acciones correctoras para compensar dicha inestabilidad.

Se emplea la red de transporte IEEE de 14 nudos para realizar un análisis básico de estabilidad de tensión. Para poder evaluar el impacto de la incorporación de energía eólica en la red eléctrica se realiza una modificación del sistema incorporando un pequeño generador en un nudo de la red. Finalmente, se estudia el comportamiento del sistema para diferentes modelos de carga con el fin de seleccionar el modelo más adecuado ante variaciones de la carga y la respuesta del mismo frente a diferentes mecanismos de compensación de reactiva.

Del estudio realizado, sobre el sistema IEEE de 14 nudos modificado, se puede concluir que el empleo del modelo de carga de potencia constante es el que mejor comportamiento frente a margen de estabilidad de tensión presenta. En segundo lugar, la incorporación de elementos de compensación de reactiva: bancos de condensadores, SVC o STATCOM, son los más adecuados para solventar los problemas de estabilidad de tensión derivados del aumento de la carga del sistema en detrimento de los transformadores con cambio de tomas.

Relacionado con la estabilidad de tensión se ha realizado una descripción de los métodos tradicionales empleados en el análisis de contingencias. Por otra parte, se propone emplear un nuevo indicador que permite evaluar la severidad de las contingencias en lo que se refiere a dispersión del perfil de tensiones.

CAPÍTULO 3

ALGORITMOS DE OPTIMIZACIÓN EMPLEADOS EN LA GESTIÓN DE LA POTENCIA REACTIVA

La gestión de potencia reactiva en las redes eléctricas es una de las estrategias que se pueden emplear para incrementar la seguridad del sistema mediante la disminución de las pérdidas y la mejora de la estabilidad de tensión.

Entre las actividades que engloba se encuentran: seleccionar la ubicación de las fuentes de generación de potencia reactiva (etapa de planificación) y decidir la asignación o el despacho de la inyección de potencia reactiva en las unidades de control de tensión ya existentes (etapa de operación).

Tanto en la planificación de potencia reactiva como en la asignación, es necesario emplear métodos de optimización con distintos objetivos y restricciones.

Los objetivos comprenden, principalmente, funciones de coste, como pueden ser las asociadas a los costes fijos y variables derivados del funcionamiento de las unidades de compensación de reactiva, así como los costes asociados a las pérdidas en el sistema o el coste del combustible. Otros objetivos son los que tienen en cuenta las desviaciones de las consignas de tensión en los nudos del sistema, los márgenes de estabilidad de tensión, o incluso se puede emplear una función multiobjetivo como combinación de varios objetivos.

3.1 Algoritmos de gestión de potencia reactiva.

3.1.1 Introducción

Todo problema de optimización utilizado en estudios de sistemas eléctricos consta de una función objetivo y una serie de restricciones que dicha función debe cumplir y que definen el problema. Las principales restricciones asociadas al problema de planificación de potencia reactiva son las relacionadas con las ecuaciones del flujo de cargas. Estos problemas son conocidos como flujo de cargas óptimo. Las condiciones de funcionamiento actuales de los sistemas de potencia implican la necesidad de replantear el problema de planificación de potencia reactiva, teniendo en cuenta el funcionamiento del mismo ante condiciones de funcionamiento normales y ante contingencias. El empleo de estas restricciones en la planificación de reactiva da lugar a un segundo modelo de optimización conocido como flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad. Finalmente, estudios más recientes plantean la posibilidad de incluir la estabilidad de tensión tanto dentro de la función objetivo, para maximizar el margen de estabilidad de tensión, como en las restricciones del problema de planificación de potencia reactiva, dando lugar a un tercer modelo de optimización conocido como flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad y estabilidad de tensión que intenta garantizar la existencia de un margen de estabilidad de tensión del sistema bajo contingencias.

3.1.2 Introducción al flujo de cargas óptimo

El primer modelo de optimización utilizado en estudios de sistemas eléctricos fue el flujo de cargas óptimo, [33] - [37]. Este modelo consta de 6 variables (potencia activa y reactiva generada, potencia activa y reactiva demandada, magnitud y fase de la tensión) y dos ecuaciones que representan los equilibrios de potencia activa y reactiva, para cada uno de los nudos del sistema. De las 6 variables de estado, 4 son conocidas o especificadas a la hora de resolver el flujo de cargas convencional. Por lo tanto, el problema quedaría definido mediante $2n$ incógnitas (variables de control) y $2n$ ecuaciones, siendo “ n ” el número de nudos del sistema. Una vez planteado el problema, empleando un algoritmo matemático, se obtiene una solución factible del problema de optimización.

Los algoritmos empleados en la resolución de flujo de cargas convencional obtenían una solución viable del sistema que sólo tenía en cuenta las restricciones técnicas del mismo, obviando la satisfacción de funciones objetivo que pudiesen contener, por ejemplo, los costes del sistema. Para solventar esta situación se desarrolló el flujo de cargas óptimo que obtiene soluciones factibles del problema minimizando una función objetivo, como puede ser la minimización de costes. En este caso, y debido a los elementos empleados en el sistema de potencia, el valor de las $4n$ variables de control conocidas no son valores fijos, sino que pueden tomar distintos valores dentro de un rango: las potencias activas y reactivas generadas por las unidades generadoras del sistema se encuentran dentro de un rango permitido, y se seleccionará finalmente aquella producción que permita

minimizar la función objetivo. Esto implica que la resolución del sistema establece una región de posibles soluciones dentro de la cual se encontrará la solución final del sistema. Por lo tanto, el flujo de cargas óptimo se puede considerar como un problema de optimización no lineal con restricciones estáticas.

3.1.2.1 Formulación

La formulación matemática es la correspondiente a un problema general de optimización numérica con restricciones:

$$\text{Minimizar} \quad f(u, x) \quad (3.1)$$

Sujeto a:

$$g(u, x) = 0 \quad (3.2)$$

$$h(u, x) \geq 0 \quad (3.3)$$

Donde:

- u representa las variables de control del sistema;
- x denota el conjunto de variables de estado o dependientes del sistema;
- $f(u, x)$ es la función objetivo;
- $g(u, x)$ representa las restricciones de igualdad, como por ejemplo las ecuaciones del flujo de cargas;
- $h(u, x)$ incluye las restricciones de desigualdad, como por ejemplo los límites fijos de las variables de control, y los límites de operación de las unidades del sistema.

Las variables de control más utilizadas son:

- Potencia de salida de los generadores;
- Tensión de regulación de los nudos del sistema;
- Tomas de regulación de los transformadores;
- Cambiadores de fase;
- Dispositivos de conexión de potencia reactiva en paralelo;
- Cargas a conectar en condiciones especiales de funcionamiento del sistema;

En cuanto a las variables de estado, las más representativas son:

- Magnitud de la tensión en los nudos del sistema;
- Fase de la tensión en los nudos del sistema;
- Transmisión de potencia por las líneas;

3.1.2.2 Restricciones

Las principales restricciones aplicadas al flujo de cargas óptimo se pueden representar mediante las ecuaciones (3.2) y (3.3), es decir, mediante un conjunto de ecuaciones de igualdad, como las correspondientes a las ecuaciones de flujo de cargas convencional, y restricciones de desigualdad, tales como los límites físicos de las variables de control u del sistema, o los límites físicos de las variables de estado x .

- Restricciones de igualdad del flujo de cargas:

$$P_{gi} - P_{di} - P(V, \theta) = 0 \quad (3.4)$$

$$Q_{gi} + Q_{ci} - Q_{di} - Q(V, \theta) = 0 \quad (3.5)$$

- Restricciones de desigualdad:

- Límites de variables de control:

$$P_{gi,\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi,\max} \quad (3.6)$$

$$V_{gi,\min} \leq V_{gi} \leq V_{gi,\max} \quad (3.7)$$

$$T_{l,\min} \leq T_l \leq T_{l,\max} \quad (3.8)$$

$$Q_{ci,\min} \leq Q_{ci} \leq Q_{ci,\max} \quad (3.9)$$

- Límites de variables de estado:

$$Q_{gi,\min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi,\max} \quad (3.10)$$

$$V_{i,\min} \leq V_i \leq V_{i,\max} \quad (3.11)$$

$$LF_l \leq LF_{l,\max} \quad (3.12)$$

- Otros límites:

Restricciones de factor de potencia, etc.

Donde

P_{gi}	Potencia activa inyectada por el generador i -ésimo;
P_{li}	Demanda de potencia activa por la carga conectada en el nudo i ;
Q_{gi}	Potencia reactiva inyectada por el generador i -ésimo;
Q_{ci}	Potencia reactiva inyectada por la unidad de generación de reactiva conectada en el nudo i ;
Q_{li}	Demanda de potencia reactiva por la carga conectada en el nudo i ;
V_{gi}	Tensión en el nudo del generador i -ésimo;
T_l	Posición de la toma del transformador l ;
V_i	Tensión en el nudo i ;
LF_l	Transmisión de potencia por la línea l ;

3.1.3 Flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad

El objetivo fundamental del flujo de cargas óptimo convencional es minimizar una función objetivo, atendiendo principalmente a criterios económicos, bajo las restricciones propias de los equilibrios correspondientes a flujo de cargas y las variables del sistema y ante condiciones de funcionamiento normal del sistema. Sin embargo, la solución óptima puede provocar alguna violación en el sistema cuando el funcionamiento de éste se realiza en situaciones de contingencias, como puede ser la pérdida de una línea o de un generador. Los estudios de contingencias estudian el comportamiento del sistema para comprobar su funcionamiento de forma segura. Partiendo de la necesidad de introducir estos estudios de seguridad en el comportamiento del sistema surgió la necesidad de desarrollar el flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad en los que, además de las restricciones asociadas a flujo de cargas óptimo, se tienen en cuenta restricciones relativas a la seguridad de sistemas eléctricos.

El modelo extiende la capacidad de estudio de los sistemas de potencia del flujo de cargas óptimo incluyendo los efectos potenciales de futuras contingencias. La contribución de las contingencias se realiza en modo de restricciones añadidas a las propias del caso base, de manera que tanto las ecuaciones no lineales de flujo de cargas como los límites de las variables de control deben ser respetados en situaciones de funcionamiento ante contingencia.

El objetivo principal, en este caso, es minimizar tanto el caso base de funcionamiento del sistema como ante contingencias del sistema de potencia. Es decir, se determina el punto de funcionamiento óptimo del sistema de manera que, ante cualquier contingencia, el estado post-contingencia del sistema opere de forma segura, [30], [38] - [40].

3.1.3.1 Formulación

La formulación parte de la formulación inicial de las ecuaciones (3.1), (3.2) y (3.3), incluyendo las restricciones correspondientes a las posibles contingencias del sistema. El problema de optimización pasa a ser:

$$\text{Minimizar} \quad f(u^0, x^0) \quad (3.13)$$

Sujeto a

$$g^k(u^k, x^k) = 0 \quad k = 0, 1 \dots N_c \quad (3.14)$$

$$h^k(u^k, x^k) \geq 0 \quad k = 0, 1 \dots N_c \quad (3.15)$$

Donde el superíndice “0” representa el sistema base o pre-contingencia a optimizar, y el superíndice “k” ($k > 0$) representa los posibles estados post-contingencia para los N_c casos de posibles contingencias.

Es importante destacar que las ecuaciones del flujo de cargas deben ser respetadas tanto para las condiciones de funcionamiento pre como post-contingencia del sistema, manteniéndose las dimensiones de las restricciones asociados a ambas condiciones de funcionamiento del sistema. Es decir, si el sistema tiene m restricciones y k estudios de contingencias, el número de

restricciones correspondientes al flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad equivale a $(k+1)*m$ estudios de flujo de cargas óptimo, con lo cual ofrece mayor complejidad computacional.

3.1.3.2 Modelos de operación y niveles de seguridad

El principal objetivo del flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad es conseguir que el sistema opere bajo unas determinadas condiciones de seguridad, optimizando una función objetivo que puede incluir criterios económicos. En esta situación el sistema trabaja normalmente bajo niveles de seguridad, Figura 3.1: nivel 1 (seguro) y nivel 2 (seguridad correctiva), ambos dentro del rango de funcionamiento seguro del sistema.

El nivel de seguridad 1 corresponde a un modo de funcionamiento preventivo del sistema en el que todas las cargas deben ser alimentadas y los límites de operación no pueden ser violados en caso de contingencia. Bajo este nivel de seguridad el sistema puede volver a una situación de funcionamiento estable tras una contingencia sin necesidad de tomar medidas correctoras. Corresponde a un funcionamiento ideal del sistema.

El nivel de seguridad 2 corresponde a un modo de funcionamiento correctivo, es decir, ante cualquier violación provocada por la contingencia es necesario llevar a cabo medidas correctoras encaminadas a recuperar un estado de funcionamiento seguro del sistema. Las medidas adoptadas deben evitar la desconexión de cargas.

Las restricciones asociadas a las contingencias representan contingencias en régimen estacionario, por lo que la solución obtenida mediante el flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad nunca puede ser aplicada a un estudio transitorio del sistema.

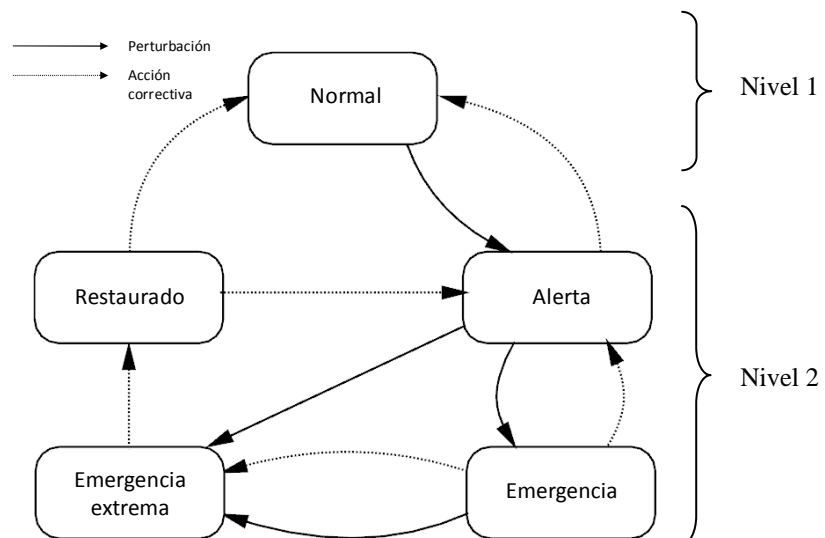


Figura 3.1 Estados de funcionamiento de sistemas de potencia.

3.1.4 Modelo teniendo en cuenta la conceptos de estabilidad de tensión

3.1.4.1 Uso indirecto de los márgenes de estabilidad de tensión

Numerosos métodos de computación basados en la teoría de la bifurcación han demostrado su eficiencia como herramienta para el estudio de la estabilidad de tensión. Sin embargo, técnicamente es complicado introducir los límites de operación, y muy caro el uso de métodos de continuación, especialmente en sistemas grandes con múltiples límites. El empleo de métodos de optimización para este tipo de estudios presenta numerosas ventajas, principalmente relacionadas con la capacidad para tratar las restricciones.

A lo largo de la bibliografía relacionada con la gestión de potencia reactiva y la estabilidad de tensión nos encontramos con la posibilidad de convertir el margen de estabilidad de tensión en índices que permiten detectar aquellos nudos de los sistemas de estudio más sensibles a la introducción de unidades de compensación de reactiva, [41] y [42].

Tradicionalmente, el flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad no tenía en cuenta los cambios que sufre el punto de colapso de tensión tras la incorporación de los elementos de compensación de reactiva en el sistema. Debido a esta nueva necesidad se desarrolla un nuevo modelo de optimización en el que se incluyen las diferentes restricciones relacionadas con la estabilidad de tensión en el estudio de los casos asociados a las contingencias. Este modelo se conoce como flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad y de estabilidad de tensión.

Las referencias [38] - [40] y [43] incorporan los márgenes de estabilidad de tensión (MS) como restricciones en el sistema debido principalmente a dos razones. La primera de ellas hace referencia a la necesidad de garantizar que los niveles de tensión en todos los nudos de la red se encuentren dentro de un determinado rango en condiciones normales de funcionamiento. La segunda razón está relacionada con la necesidad de comprobar que la distancia entre el punto de funcionamiento del sistema tras una contingencia y el nuevo punto de colapso de tensión sea superior a un margen predefinido (margen de estabilidad de tensión). La Figura 3.2 muestra las curvas P-V correspondientes a los márgenes de estabilidad de tensión en funcionamiento normal y post-contingencia.

Para comprobar que el sistema cumple las condiciones de seguridad en todo momento, el método de optimización contiene dos grupos de restricciones asociadas al funcionamiento del sistema en condiciones normales y tras una contingencia. Este aumento en el número de restricciones así como la duplicación de las variables asociadas a los dos modos de funcionamiento, complica notablemente el modelo de optimización para la resolución del problema de planificación de potencia reactiva.

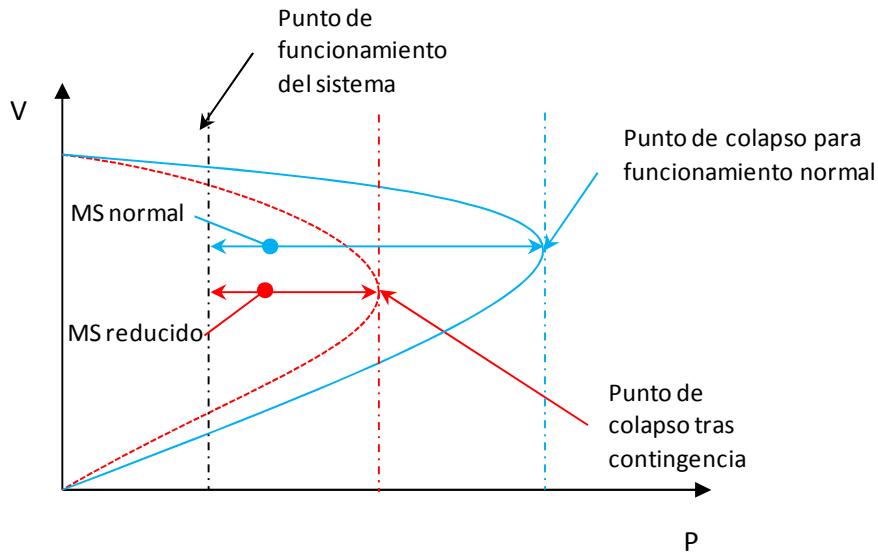


Figura 3.2 Curvas P-V para estado de funcionamiento normal y tras contingencia.

3.2 Selección de la función objetivo

La función objetivo de los problemas de gestión de potencia reactiva suele estar basada en una función de costes, aunque los estudios más actuales están incluyendo nuevas variables como por ejemplo el margen de estabilidad de tensión.

3.2.1 Minimización de costes variables

La función objetivo básica, dentro de los estudios de optimización de gestión de potencia reactiva en sistemas eléctricos, es la minimización de los costes variables del sistema asociados a la incorporación de unidades de generación de potencia reactiva en el sistema. Existen dos modelos que representan esta función objetivo.

El primero de ellos representa los costes derivados de la unidad generadora de potencia reactiva como una función lineal del tamaño de la fuente de reactiva (Q_C) e independiente de los costes fijos, representada por la (3.16) [33].

$$\text{Coste horario}_{\text{modelo 1}} = C_1 * Q_C \quad (3.16)$$

Donde:

$$[C_1] = \$/\text{Mvar} \cdot \text{hora}$$

$$[Q_C] = \text{Mvar}$$

Es importante destacar que este modelo sólo tiene en cuenta el tamaño global de las unidades de generación incorporadas al sistema, es decir, la cantidad de potencia reactiva compensada, de modo que obtendríamos el mismo coste para la incorporación al sistema de dos unidades de 200 Mvar o una unidad de 400 Mvar.

El segundo modelo tiene en cuenta los costes fijos, C_0 , relacionados con el coste de vida del dispositivo, prorrateado con las horas de vida del mismo, y un coste variable, C_1 . Este modelo está representado por la (3.17), [34] - [36], [38] - [40] y [43].

$$\text{Coste horario}_{\text{modelo 2}} = (C_0 + C_1 * Q_C) * x \quad (3.17)$$

Donde:

$$[C_0] = \$/\text{hora}$$

$$[C_1] = \$/\text{Mvar} * \text{hora}$$

$$[Q_C] = \text{Mvar}$$

x es un variable de estado que indica la conexión o desconexión de la unidad de generación de potencia reactiva

A pesar de que, en cuanto a formulación matemática, el empleo de la variable binaria x representa una pequeña variación entre los dos modelos de costes, implica la utilización de diferentes modelos de resolución. Así los métodos de resolución empleados para el primero de los modelos de costes son los relacionados con la programación lineal o no lineal convencional, mientras que la resolución de los problemas planteados con el segundo modelo de costes implica el empleo de técnicas de optimización entero-mixto.

3.2.2 Minimización de costes variables y pérdidas de potencia activa

La incorporación del coste asociado a las pérdidas de potencia activa en el sistema supone una evolución de la función objetivo básica. A partir de los dos modelos de costes variables propuestos en la sección anterior obtenemos dos nuevas funciones objetivos que incluyen las pérdidas del sistema [37] y [44] - [49].

$$\text{Coste horario}_{\text{modelo 3}} = C_1(Q_C) + C_2(P_{\text{loss}}) \quad (3.18)$$

$$\text{Coste horario}_{\text{modelo 4}} = (C_0 + C_1 * Q_C) * x + C_2(P_{\text{loss}}) \quad (3.19)$$

Donde C_2 representa el coste asociado a las pérdidas de potencia real del sistema.

Existen estudios en los que las pérdidas de potencia activa representan tanto el coste derivado de las pérdidas en funcionamiento normal del sistema como bajo condiciones anormales de funcionamiento como son las contingencias [50]. En este caso la función objetivo sería:

$$\min F = C_1(Q_C) + \sum_{k=0}^{N_C} C_2(P_{\text{loss}})_k \quad (3.20)$$

Donde k representa el caso de estudio y engloba todas las posibles situaciones de contingencias y post-contingencias.

3.2.3 Minimización de costes variables y coste del combustible

La última evolución de las funciones objetivo relacionados con los costes es el empleo del coste del combustible consumido como indicador del coste de operación del sistema. No siempre la minimización de los costes asociados a las pérdidas implica una minimización de los costes de operación del mismo, sin embargo, la minimización de los costes de operación sí implica la minimización de los costes relativos a las pérdidas.

En este caso, y empleando los dos modelos básicos de costes del sistema podemos obtener las funciones objetivos representadas en las ecuaciones (3.21) y (3.22), [51] - [54].

$$\text{Coste horario}_{\text{modelo 5}} = C_1(Q_c) + C_T \quad (3.21)$$

$$\text{Coste horario}_{\text{modelo 6}} = (C_0 + C_1 * Q_c) * x + C_T \quad (3.22)$$

Donde el coste de combustible C_T viene dado por la suma de los costes de las unidades individuales (3.23), representados mediante la aproximación cuadrática de la curva coste-potencia (MW) del generador (3.24).

$$C_T = \sum_{i=1}^n f_i(P_{gi}) \quad (3.23)$$

$$f_i(P_{gi}) = a_{oi} + a_{1i}P_{gi} + a_{2i}P_{gi}^2 \quad (3.24)$$

3.2.4 Minimización de la desviación respecto a un punto de consigna

Una alternativa a la incorporación de los costes del sistema en la función objetivo es el empleo de indicadores de desviación de las variables de control del sistema respecto de su valor de consigna. Este valor de consigna puede corresponder tanto a una situación normal de funcionamiento del sistema como a una determinada condición de operación. En [55] podemos encontrar un ejemplo en el que la función objetivo se encarga de minimizar la distancia entre la tensión en los nudos del sistema y su valor inicial, es decir, $\sum_i (V_{i,máx} - V_i)$ donde el subíndice i denota los nudos del sistema.

3.2.5 Minimización de objetivos relacionados con la estabilidad de tensión

Debido a la sobrecarga que sufren los sistemas de potencia actualmente, el empleo del perfil de tensiones del sistema como indicador de la proximidad al punto de colapso de tensiones ha dejado de ser efectivo. Por lo tanto, la

introducción de variables relacionadas con la estabilidad de tensión en la función objetivo de los problemas de gestión de potencia reactiva se hace cada vez más necesaria.

Teniendo en cuenta los conceptos relacionados con la estabilidad de tensión, definidos en el capítulo 2, se podría construir una función objetivo basada en el aumento del margen de estabilidad de tensión (MS), definido como la distancia entre el punto de colapso de tensiones y el punto de funcionamiento base del sistema, representado por la (3.25) y la Figura 3.3.

$$MS = \frac{\sum_i S_i^{crítico} - \sum_i S_i^{normal}}{\sum_i S_i^{crítico}} \quad (3.25)$$

Donde S_i^{normal} y $S_i^{crítico}$ representan la carga, en MVA, conectada al nudo i ante condiciones de funcionamiento normal y críticas (correspondientes al funcionamiento del sistema en el punto de colapso de tensiones) respectivamente.

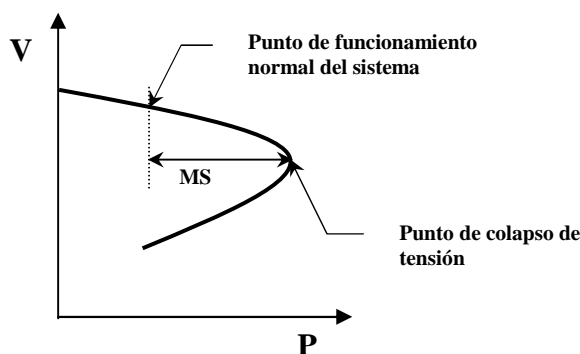


Figura 3.3 Margen de estabilidad de tensión (MS).

3.2.6 Multiobjetivo

El objetivo principal de la gestión de potencia reactiva es proporcionar al sistema la potencia reactiva necesaria para compensar los desequilibrios existentes, de manera que el sistema pueda operar de forma estable manteniendo un equilibrio entre la seguridad y los costes.

Las secciones anteriores recogen una breve descripción del estado del arte en cuanto a las funciones objetivo de los estudios de planificación de potencia reactiva. Algunas de ellas emplean funciones multiobjetivo, como puede ser el caso de aquellas que combinan los costes variables y las pérdidas del sistema, en las que los coeficientes de peso de cada uno de los objetivos son fácilmente definidos traduciendo cada una de las variables de la función objetivo a costes. Sin embargo, el problema se complica cuando en la misma función se emplean variables relacionadas con los costes y con la seguridad del sistema.

A continuación se muestran algunos ejemplos:

- En [56] y [57] la función objetivo, F , incluye el coste de desarrollo de las fuentes de compensación de reactiva, las pérdidas del sistema y la desviación de la tensión en los nudos con respecto a su valor de consigna (3.26) y (3.27) de la siguiente forma:

$$\min F = (C_0 + C_1 * Q_c) * x + C_2(P_{loss}) \quad (3.26)$$

$$\max |V_{i,m\acute{a}x} - V_i| \quad (3.27)$$

- En [58] la función objetivo viene definida por (3.28) donde se minimizan las violaciones de tensión, violaciones de potencia reactiva y pérdida de potencia en las líneas.

$$\begin{aligned} \min F = & k_1 \sum (\text{violaciones de tensión en p.u.})^2 + \\ & + K_2 \sum (\text{violaciones de generación de reactiva en p.u.})^2 + \\ & + P_{loss}(\text{p.u.}) \end{aligned} \quad (3.28)$$

- En [59] la función objetivo es el resultado de la combinación de los costes variables, las pérdidas de potencia activa en el sistema, la desviación de la tensión en los nudos y los flujos de carga por las líneas con respecto a su valor de referencia (3.29):

$$\begin{aligned} \min F = & (C_0 + C_1 Q_c)x + C_2(P_{loss}) + \rho_1 \sum_i \left(\frac{|V_i - V_{i0}|^2}{\Delta V_{i,m\acute{a}x}} \right)^2 + \\ & + \rho_2 \sum_i \left(\frac{|LF_l - LF_{lconsigna}|}{\Delta LF_{l,m\acute{a}x}} \right) \end{aligned} \quad (3.29)$$

Donde V_i , V_{i0} y $V_{i,m\acute{a}x}$ corresponde a la tensión actual, la tensión de consigna y la máxima desviación de tensión del nudo i respectivamente. De la misma forma, LF_l , $LF_{lconsigna}$ y $\Delta LF_{l,m\acute{a}x}$ corresponden a la transmisión de potencia por la línea en las condiciones actuales de funcionamiento, la transmisión de potencia por las líneas de consigna, y la desviación máxima de la transmisión de potencia por la línea l respectivamente.

- En [60] - [63] los autores incorporan el margen de estabilidad de tensión (MS) en la función objetivo del problema de planificación de potencia reactiva (3.30), (3.31) y (3.32):

$$\min F_1 = (C_0 + C_1 * Q_c)x + C_2(P_{loss}) \quad (3.30)$$

$$\min F_2 = 1 - VSM \quad (3.31)$$

$$\max F_3 = \sum_i \frac{\phi(|V_i - V_i^{ideal}| - \Delta v_i)}{V_i} \quad (3.32)$$

Donde la función F_1 minimiza los costes variables y de pérdidas del sistema. La función F_2 maximiza el margen de estabilidad de tensión. Finalmente, la función F_3 minimiza la desviación de la magnitud de la tensión, donde V_i^{ideal} es la tensión deseada en el nudo i (normalmente 1 p.u.), y Δv_i es la tolerancia de la máxima desviación del módulo de la tensión y $\phi(x)$ se obtiene a partir de (3.33).

$$\phi(x) = \begin{cases} x & \text{si } x > 0 \\ 0 & \text{si } x < 0 \end{cases} \quad (3.33)$$

- Finalmente, en [64] podemos encontrar una función objetivo que incluye conceptos relacionados con estabilidad de tensión, como es la máxima cargabilidad del sistema, así como la minimización de los costes variables y de pérdidas asociados al sistema (3.34), (3.35) y (3.36)

$$\min F_1 = C_1 Q_C \quad (3.34)$$

$$\min F_2 = C_2 (P_{loss}) \quad (3.35)$$

$$\max F_3 = \lambda_{\text{máx asociada al estado más crítico}} \quad (3.36)$$

3.3 Métodos de resolución del problema de planificación de potencia reactiva

Los métodos de optimización empleados en la resolución del problema de planificación de potencia reactiva y de flujo de cargas de sistemas de potencia en general, se clasifican en:

- Métodos convencionales.
 - Métodos basados en programación lineal.
 - Métodos basados en programación no lineal.
 - Métodos basados en programación entera-mixta.
- Métodos avanzados.

3.3.1 Métodos convencionales

3.3.1.1 Programación lineal

Los métodos de programación lineal destacan como técnicas fiables y robustas para resolver un amplio espectro de problemas de optimización caracterizados por objetivos lineales y restricciones lineales.

Sin embargo, su gama de aplicación en el campo de sistemas eléctricos tiene algunas restricciones, debido principalmente a la evaluación incorrecta de las pérdidas del sistema y a la posibilidad de quedar atrapados en soluciones óptimas locales.

Existe una extensa bibliografía que se ocupa de la resolución del problema de planificación de potencia reactiva aplicando programación lineal, como por ejemplo [35] y [65]. En [66] se emplea una combinación de programación lineal con programación paramétrica para encontrar el número mínimo de unidades de generación de potencia reactiva necesarias para la resolución del problema.

3.3.1.2 Programación no lineal

A pesar de que la programación lineal encuentra numerosas aplicaciones prácticas en el campo de sistemas potencia, gran parte de las variables y restricciones involucradas en los procesos de optimización de redes eléctricas son no lineales.

La programación no lineal se puede aplicar para resolver cualquier problema de optimización que contengan objetivos o restricciones no lineales. En el caso de las restricciones representadas mediante inecuaciones es necesario especificar unos límites máximos y mínimos.

Entre los métodos de optimización empleados en la programación no lineal, destacan las siguientes técnicas:

- Programación cuadrática secuencial.
- Métodos basados en la Lagrangiana ampliada.
- Métodos basados en el gradiente generalizado.
- Métodos del punto interior.

3.3.1.3 Métodos de descomposición

Dentro del campo de la optimización de grandes sistemas de potencia se han desarrollado métodos de descomposición, que descomponen el problema en varios subproblemas, generalmente dos, que pueden poseer características diferentes en cuanto a linealidad. Los resultados de estos métodos muestran una gran reducción del número de iteraciones necesarias para la resolución del problema, el tiempo de computación necesario, y el espacio de memoria. Además, la descomposición permite la aplicación por separado de métodos de resolución para cada uno de los problemas individuales, en lo que reside el mayor atractivo de esta técnica. La aplicación de los métodos de descomposición se emplea en la resolución de grandes sistemas eléctricos. En [30] se aplica el método de descomposición de Benders a la resolución de restricciones técnicas en la programación diaria de la generación, problema con variables de tipo entero-mixto y restricciones no lineales.

3.3.2 Métodos de programación avanzada o búsqueda inteligente

3.3.2.1 Métodos Heurísticos

Existen en la actualidad numerosos problemas de análisis combinatorio difíciles de resolver de forma exacta, como es el caso de la gestión de potencia reactiva, pero que requieren de alguna solución. Como respuesta a dichos problemas aparecieron una serie de técnicas matemáticas que permiten obtener una solución factible del problema, es decir, soluciones que satisfacen las restricciones del problema, las cuales, aunque no optimicen la función objetivo,

obtienen una respuesta en el entorno del óptimo en un corto espacio de tiempo y con bajo coste computacional.

Una posible definición de estos algoritmos puede ser: “procedimientos simples”, a menudo basados en el sentido común, que se supone ofrecerán una buena solución (aunque no necesariamente la óptima) a problemas difíciles, de un modo fácil y rápido, [67].

Una de las principales ventajas de las heurísticas frente a las técnicas de optimización convencionales, que obtienen soluciones exactas, es su flexibilidad para el manejo de las características del problema. Las heurísticas pueden trabajar tanto con sistemas lineales como con no linealidades, y ofrecen más de una solución, lo que en algunos casos puede resultar una ventaja al ampliar el espacio de soluciones.

Entre los principales inconvenientes de las técnicas heurísticas cabe destacar que no es posible conocer la calidad de la solución obtenida, es decir, cuan cerca del óptimo está la solución que el algoritmo nos ofrece. Sin embargo, existen técnicas que permite realizar acotaciones que dan una orientación respecto de la solución elegida, entre los que se puede nombrar la relajación. Cuando este tipo de procedimientos evaluadores no se puede emplear, existen otros métodos más sencillos para evaluar la calidad de la heurística, como por ejemplo, generar varias soluciones aleatoriamente y comprobar su cercanía a la solución dada por la heurística.

Como conclusión cabe destacar que si existe una técnica exacta para la resolución del problema siempre debe ser elegida en detrimento de cualquier heurística, en especial en aquellos problemas en los que prima el factor económico.

3.3.2.2 Enfriamiento simulado

Desde un punto de vista matemático, el enfriamiento simulado introducido por Kirkpatrick, Gellatt y Vecchi en 1983, es un algoritmo estocástico que trata de minimizar funciones numéricas de gran número de variables permitiendo realizar saltos en el espacio que alejan la solución final de posibles mínimo locales. Como resultado converge asintóticamente a la solución óptima con probabilidad uno, aunque dicha solución se alcanzará después de un número infinito de pasos en el peor de los casos [68].

Esta técnica se basa en el concepto de enfriamiento empleado en metalurgia para obtener un estado sólido ordenado de los metales con mínima energía, evitando las posibles configuraciones metaestables características de mínimos locales. Esta técnica consiste en reblandecer el metal sometándolo a una elevada temperatura y, a continuación, enfriarlo lentamente hasta que las partículas se van colocando por sí mismas en el “estado fundamental” del sólido. Para que el material alcance el equilibrio térmico es necesario que el enfriamiento se produzca lentamente, de lo contrario, el sólido puede alcanzar un equilibrio metaestable en lugar del fundamental en el cual las partículas forman retículas perfectas y el sistema está en su nivel energético más bajo.

El enfriamiento simulado adopta el empleo de esta técnica metalúrgica a la programación matemática: se trata, por tanto, de minimizar la función objetivo del problema, similar a la energía del material, mediante el empleo de una *temperatura ficticia* que es un parámetro controlable del algoritmo.

En la práctica se utilizan los algoritmos de Metrópolis, [69], basados en las técnicas de Monte Carlo, para simular el enfriamiento del material. Este algoritmo permite describir el comportamiento termodinámico del sistema en equilibrio a determinada temperatura mediante la generación de un número elevado de transiciones utilizando una distribución de Boltzmann para describir el equilibrio térmico. Se puede describir el proceso realizado por el enfriamiento simulado de la siguiente manera: dado un estado inicial del problema, si la evolución de dicho estado posee una energía menor (menor valor de la función de evaluación) que el estado que actualmente se tiene, entonces se acepta el estado generado como estado actual. Por el contrario, si el estado generado provoca un incremento (δE) de la función objetivo, el estado generado se aceptará con una determinada probabilidad dada por $e^{-\delta E/T}$, donde T es la temperatura. Esta probabilidad de aceptación dependiente de la temperatura permite que cada estado tenga posibilidad de ser alcanzado pero con diferente probabilidad debido a diferentes temperaturas.

Se puede considerar, por tanto, el enfriamiento simulado como un proceso iterativo de algoritmos de Metrópolis que se van ejecutando con valores decrecientes del parámetro de control (temperatura).

Conceptualmente es un proceso de búsqueda por entornos en el que el criterio de elección son las reglas de transición del algoritmo de Metrópolis, en el que la probabilidad de aceptación decrece según crece la diferencia entre el valor de la función de evaluación entre la solución actual y la candidata. Esta aleatorización de la búsqueda del candidato permite reducir la probabilidad de quedar atrapado en un óptimo local.

Los principales inconvenientes de este método residen en el ajuste de los parámetros de control (la temperatura) que dependen de la destreza y conocimientos del programador del algoritmo. Por otro lado, el tiempo de cálculo del algoritmo puede llegar a ser elevado, por lo que se empiezan a emplear técnicas de implementación paralela de este algoritmo. Por último, cabe destacar entre las ventajas de este método su flexibilidad con respecto a la evolución del problema y su facilidad de implementación.

Podemos encontrar en la literatura numerosos trabajos relacionados con la planificación de potencia reactiva mediante el empleo del enfriamiento simulado. En [70] se emplea esta técnica para obtener el tipo, la localización y tamaño óptimo de fuentes de generación de reactiva. En [59] la planificación de potencia reactiva se propone como un problema multiobjetivo, no diferenciable, con restricciones que se resuelve mediante un algoritmo de dos pasos basado en una técnica de enfriamiento simulado extendida.

3.3.2.3 Búsqueda Tabú

La búsqueda Tabú fue desarrollada por F. Glover en 1986, según el cual la búsqueda tabú “guía un procedimiento de búsqueda local para explorar el espacio de soluciones más allá del óptimo local”. Se fundamenta en el mecanismo empleado por la memoria humana. Esta es su principal diferencia con respecto a la técnica de enfriamiento simulado, y por tanto de los conocimientos adquiridos en el pasado. Por otro lado, es importante destacar que el modelo de memoria empleado posee múltiples grados de libertad, lo que impide realizar un análisis matemático riguroso de esta técnica.

El principio de funcionamiento de la búsqueda Tabú es simple: se emplea una única solución del problema que se va actualizando en sucesivas iteraciones. En cada iteración, el paso de la solución actual (i) a la siguiente ($i+1$) comprende dos estados:

- 1) En primer lugar se genera el conjunto de posibles soluciones (vecindario, $\text{Vecindario}(i)$) alcanzables a partir de la solución actual en un movimiento elemental.
- 2) Se evalúa cada una de las posibles soluciones que comprenden el vecindario ($f(\text{Vecindario}(i))$) y se selecciona aquella solución que minimiza la función objetivo. Es importante destacar que la elección de dicha solución se realiza independientemente de si el valor alcanzado por la función objetivo mejora la de la solución del estado “-iésimo” o no, de modo que se puede escapar de óptimos locales y continuar estratégicamente con la búsqueda de soluciones.

Para evitar que el proceso vuelva sobre viejos óptimos locales, la búsqueda Tabú clasifica un determinado número de movimientos más recientes como “movimientos tabú”, los cuales no se pueden volver a repetir en un determinado horizonte temporal. Esto permite al algoritmo escapar de óptimos locales de forma sistemática y no aleatoria. Esta memoria de los eventos del pasado permite a la búsqueda tabú alterar el entorno de búsqueda de la solución actual modificando de este modo el proceso de búsqueda.

Las estructuras de memoria pueden ser de varios tipos: puede almacenar la información de modo completo (memoria explícita) o sólo parcialmente, guardando información de ciertos atributos que cambian de una solución a otra (memoria atributiva). Esto permite seleccionar tanto eventos a memorizar como eventos a olvidar.

Junto con la memoria a corto plazo, mencionada anteriormente y que almacena información sobre los eventos que se han producido recientemente, se emplean dos mecanismos adicionales: la intensificación y la diversificación, que complementan el algoritmo con una memoria a largo plazo. Estos mecanismos emplean principalmente la información correspondiente a la frecuencia, información con respecto al tiempo que un determinado atributo ha permanecido en diferentes soluciones visitadas en la búsqueda. La intensificación consiste en explorar ciertas áreas del espacio de soluciones, en las que se presume se puede encontrar el óptimo global. La diversificación favorece la exploración de regiones

del espacio de soluciones cuyos atributos han sido poco usados en el paso, con el objeto de dirigir la búsqueda hacia nuevas regiones. Mediante el empleo de pesos asignados a diferentes atributos de las mejores soluciones, es posible explorar regiones que resultan altamente interesantes.

En comparación con el enfriamiento simulado, la búsqueda Tabú emplea menos parámetros, lo que la convierte en un algoritmo más sencillo de utilizar. Sin embargo, el empleo de mecanismos como la diversificación e intensificación aumentan la complejidad del método.

Ejemplos de la aplicación de este método a la resolución de la planificación de potencia reactiva se pueden encontrar en [49] y [71].

3.3.2.4 Algoritmos evolutivos

La evolución natural es un proceso de optimización basado en poblaciones. Los algoritmos evolutivos se diferencian de los métodos convencionales de optimización en el tratamiento de la función objetivo y las restricciones de manera conjunta. Teóricamente, estas técnicas convergen a un óptimo global de la solución con probabilidad 1.

Los algoritmos evolutivos aparecieron a finales de los años 50, y progresivamente han aumentado su aplicación debido al aumento de la capacidad de cálculo y la disminución del coste de los equipos informáticos, así como al desarrollo de arquitecturas masivas paralelas en las que se basan intrínsecamente estos procesos.

El principio en el que se fundamentan los algoritmos evolutivos es sencillo: se selecciona de manera aleatoria un número “N” de individuos del espacio de búsqueda de forma aleatoria, dicho conjunto se considera la población inicial. A continuación, se realiza una evaluación de cada individuo para determinar su grado de adaptación al medio. Las sucesivas generaciones se obtienen a partir de la aplicación de las operaciones de mutación, recombinación, reproducción, cruce y selección de la población de trabajo. La mutación permite modificar un atributo de un individuo de forma aleatoria; la recombinación combina la información de varios individuos; la reproducción permite perpetuar los mejores atributos de un individuo en sucesivas generaciones; el cruce permite intercambiar la información entre dos individuos de forma aleatoria; por último, la selección permite eliminar de la población aquellos individuos peor adaptados. Como se puede observar, cada operador enfatiza una de las facetas de la evolución.

Los algoritmos evolutivos se clasifican en función del elemento sobre el que se aplican los operadores genéticos en:

1. *Programación evolutiva*: centra el cambio a nivel de la población, empleando reglas de probabilidad transitoria para seleccionar las generaciones de manera que cada individuo de una población compite con los individuos de la población anterior y de la población generada a partir de la mutación de la misma. Los ganadores de la población antigua pasan a formar parte de la nueva población.

2. *Estrategias de evolución*: el cambio se realiza a nivel de individuo, realizando mutaciones sobre los padres seleccionados para el proceso de reproducción e introducidos en la nueva población dependiendo de unas variables de decisión.
3. *Algoritmos genéticos (AG)*: realiza operaciones a nivel de cromosoma. Los AG se perfilan como una buena herramienta para la resolución de problemas de optimización multiobjetivo con variables continuas o discretas. La búsqueda del óptimo se realiza a través de una población, en lugar de un único individuo, lo que permite explorar rápidamente el espacio de soluciones. Estos algoritmos emplean sólo la información correspondiente a la función objetivo sin necesidad de calcular derivadas ni gradientes. Por último, al contrario que otras técnicas, los AG emplean reglas probabilísticas de transición para dirigir la búsqueda.

La aplicación de los algoritmos evolutivos se realiza, principalmente en aquellos casos en los que las heurísticas no pueden obtener una solución o no es satisfactoria. Los algoritmos evolutivos se perfilan como los mejores métodos de resolución de problemas de optimización cuya función de optimización es no continua o abrupta, frente a la programación no lineal.

Al igual que en las metaheurísticas comentadas en los apartados anteriores, existen en la literatura numerosos ejemplos de aplicación de los algoritmos evolutivos a la resolución del problema de planificación de potencia reactiva. En [72] se describe la aplicación de estrategias de evolución a la resolución del problema de planificación de potencia reactiva, así como una comparación entre las diferentes técnicas de algoritmos evolutivos y la programación lineal. Finalmente, las referencias [73] - [76] contienen ejemplos de resolución de la planificación de potencia reactiva empleando los AG y ofreciendo alguna mejora de estos algoritmos de optimización.

Los AG difieren de los métodos matemáticos de optimización tradicionales en cuatro puntos fundamentalmente:

1. Los AG trabajan con codificaciones de las variables del problema a optimizar y múltiples parámetros simultáneamente.
2. *Los AG trabajan a partir de una población* de potenciales soluciones, en lugar de con una única solución posible, es decir, los AG son intrínsecamente paralelos. Esta característica hace de los AG un método de optimización capaz de escapar de los óptimos locales ya que permite al algoritmo trabajar con diferentes direcciones de búsqueda, en lugar de con una sola, explorando simultáneamente múltiples direcciones del espacio de soluciones. Aquellas direcciones de búsqueda no fructíferas son eliminadas rápidamente mediante los operadores genéticos al igual que sucede en la naturaleza con los individuos peor adaptados. Este paralelismo permite a los AG trabajar con espacios de búsqueda amplios en los que la aplicación de métodos de búsqueda exhaustiva no obtendría resultados en un tiempo razonable.
3. *Los AG no utilizan derivadas ni otras propiedades de la función objetivo*, como los métodos tradicionales, utilizan únicamente la propia función

objetivo. Esta propiedad permite a los AG trabajar con funciones discontinuas, ruidosas, dependientes del tiempo o con múltiples óptimos locales. El operador genético de cruce es clave para escapar de óptimos locales ya que permite transmitir información entre los candidatos prósperos de sucesivas generaciones.

4. Los AG se rigen mediante reglas de transición probabilística, no determinísticas.

Dentro de las técnicas de computación evolutiva, los AG son los más utilizados debido principalmente a los siguientes motivos:

- Las ideas fundamentales del enfoque evolutivo están recogidas de manera natural en dicha técnica, mediante el empleo del operador genético principal: la recombinación o cruzamiento.
- Son flexibles y adaptables a una gran cantidad de problemas diferentes pertenecientes a distintas áreas. Los AG permiten ser combinados con otras técnicas no evolutivas dando lugar a hibridación entre técnicas de optimización.
- Los AG son los que poseen mayor base teórica. Se fundamentan en la teoría de los esquemas desarrollada por Holland en 1975. Una descripción detallada de la teoría de los esquemas se encuentra en [77].
- Poseen una gran versatilidad ya que necesitan menos conocimiento específico del problema para su realización.
- Es posible implementarlos en ordenadores con capacidades medias obteniendo resultados aceptables.

3.3.2.5 Redes Neuronales

Una red neuronal se puede definir como un “sistema de procesamiento de datos que consiste en una arquitectura de elementos (neuronas artificiales) inspiradas en la estructura del córtex cerebral del cerebro humano”. Estas neuronas artificiales se encuentran organizadas en una secuencia de capas con conexiones entre ellas. Las redes neuronales se asemejan al cerebro humano en dos aspectos: el conocimiento se adquiere mediante un proceso de aprendizaje, y la conexión interneuronal (pesos sinápticos) se utiliza para el almacenamiento del conocimiento.

Una red neuronal puede expresarse mediante un grafo dirigido en el que los nodos interconectan dos tipos de enlaces: sinápticos y de activación. Los sinápticos mantienen una relación entrada-salida lineal, multiplicándose la señal de entrada por el peso sináptico de la unión para generar la señal de salida. Los enlaces de activación presentan una relación no lineal entre nodos incidentes. Cada neurona se representa mediante un conjunto de enlaces sinápticos lineales, un umbral aplicado externamente, y un enlace de activación no lineal. El modo en el que las neuronas se estructuran en la red determina su arquitectura, la cual está muy relacionada con el algoritmo de aprendizaje usado para entrenar la red.

La capa de entrada de las arquitecturas de neuronas recoge la información del exterior y, mediante la activación de las neuronas de las capas intermedias se obtiene una respuesta enviada al exterior a través de la capa de salida.

Las principales características de las redes neuronales se pueden resumir en:

1. *Poseen una gran capacidad de cálculo*, principalmente por dos motivos: su estructura distribuida y paralela de procesamiento masivo, y su habilidad para aprender y, por tanto, generar salidas razonables a partir de entradas no halladas durante el aprendizaje.
2. *Son robusta*, o al menos, son potencialmente tolerantes a los fallos, dado que al tener muchos nodos en su estructura, unos pocos de ellos o de enlaces que se dañen no degradan significativamente la calidad del sistema.
3. El *aprendizaje supervisado*, entrena la red con muestras de entrenamiento, modificándose los pesos de los enlaces sinápticos hasta que no se producen cambios significativos.

En [55] se desarrolla una red neuronal optimizada para la resolución del problema de planificación de potencia reactiva. En [78] se emplean las redes neuronales, junto a sistemas expertos, para el control del problema de la potencia reactiva teniendo en cuenta la incertidumbre de la cargabilidad del sistema de potencia.

3.4 Síntesis

En este capítulo se muestra una revisión del estado del arte de las técnicas empleadas en la resolución del problema de planificación y operación de potencia reactiva.

Como consecuencia del aumento del tamaño de los sistemas de potencia actuales, el empleo de técnicas convencionales de resolución de problemas de optimización, como la programación lineal y no lineal, resulta complicado. Las emergentes técnicas metaheurísticas se perfilan como una buena alternativa a la resolución del flujo de cargas óptimo con gran número de restricciones asociadas a la estabilidad de tensión y seguridad de red, así como a las limitaciones impuestas por los elementos que componen los sistemas.

CAPÍTULO 4

ALGORITMOS GENÉTICOS

Los algoritmos genéticos (AG) son técnicas de búsqueda guiada, basadas en probabilidad, que se engloban dentro de las técnicas metaheurísticas de optimización. Fueron desarrollados por J. Holland en la década de los setenta, surgiendo numerosos trabajos en los últimos 30 años. Los AG están basados en la selección natural de las especies propuesta por Darwin en su libro “El origen de las especies”, en 1859, estableciendo los mecanismos de selección que utiliza la naturaleza, de acuerdo a los cuales los individuos más aptos de una población son los que sobreviven al adaptarse más fácilmente a los cambios que se producen en su entorno.

Este capítulo recoge una descripción del funcionamiento de los AG. Para ello, se muestra el funcionamiento del algoritmo genético básico, introducido por Holland, así como las sucesivas mejoras que sobre él se han realizado.

Finalmente, se desarrolla un AG mono-objetivo para maximizar la cargabilidad de los sistemas de potencia y uno multiobjetivo para maximizar la cargabilidad y el grado de penetración de la Generación Distribuida (GD). Ambos algoritmos se aplicarán a una red normalizada de distribución.

4.1 Un poco de historia de los AG

Los primeros ejemplos de AG surgieron a finales de los años 50, potenciados por el aumento de la capacidad de los ordenadores, de manos de biólogos evolutivos que buscaban fórmulas semejantes a la evolución natural. Dichos algoritmos no tenían como objetivo la resolución de problemas artificiales. En 1962, un grupo de investigadores aplicaron por primera vez los algoritmos basados en la evolución a problemas de optimización de funciones y aprendizaje automático, aunque sin mucha repercusión en el mundo científico. El siguiente hito en la evolución de los AG se sitúa en 1965, cuando Ingo Rechenberg, en la Universidad Técnica de Berlín, introdujo una técnica que llamó *estrategia evolutiva*. Esta técnica no incluía todavía las características más destacadas de los AG: la población y el cruzamiento, sino que se limitaba a realizar mutaciones sobre los padres para generar la nueva descendencia, conservándose el mejor de los dos para la siguiente iteración del algoritmo. Poco tiempo después se comenzó a introducir el concepto de población en las estrategias evolutivas.

El siguiente desarrollo significativo tuvo lugar en 1966 cuando una serie de investigadores introdujeron en América Latina una técnica que llamaron *computación evolutiva*. Este método, al igual que el de Rechenberg empleaba la mutación para generar los nuevos individuos de la población seleccionando el más apto para la siguiente iteración, residiendo su principal novedad en la representación de las soluciones candidatas mediante máquinas de estado finito sencillas.

En la década de los sesenta John Holland trabajaba en la Universidad de Michigan, en Ann Arbor, dentro del grupo de investigación “Logic of Computer”. En 1962 su trabajo sobre sistemas adaptativos estableció las bases de los AG como ahora los conocemos, introduciendo los conceptos de cruzamiento y otros operadores como la recombinación. Sin embargo, hubo que esperar a la publicación, en 1975, del libro “Adaptación en sistemas naturales y artificiales” [79], para sentar las bases definitivas de la aplicación de los AG como estrategia para resolver problemas, partiendo del concepto de sistemas digitales adaptativos utilizando la mutación, la selección y el cruzamiento, simulando el proceso de la evolución biológica. En este libro también queda recogido el fundamento teórico de los AG basado en la teoría de los esquemas. Finalmente, y en ese mismo año, la tesis de Kenneth De Jong [80] estableció el potencial de los algoritmos genéticos situándolos dentro de las técnicas de optimización para resolución de problemas con paisajes de búsqueda ruidosos, discontinuos y multimodales.

El recorrido hecho hasta ahora fundamenta las bases de los AG e hicieron florecer el interés por el empleo de las técnicas de computación evolutiva. El desarrollo de los AG en los últimos 30 años, acompañado de nuevo por la evolución en la capacidad de los ordenadores, ha permitido ampliar el campo de actuación de dichos algoritmos, dejando a un lado las aplicaciones teóricas en favor de resolver problemas más cotidianos. Actualmente, la potencia evolutiva se ha aplicado a cualquier campo que se pueda nombrar, descubriéndose nuevos usos según el tiempo y la investigación avanza. Finalmente, no debemos olvidar que el

motor de todo este desarrollo radica en la idea de Charles Darwin: el azar en la variación, junto con la ley de la selección, es una técnica de resolución de problemas de inmenso poder y de aplicación casi ilimitada.

4.2 Algoritmo genético

Los algoritmos genéticos son métodos sistemáticos para la resolución de problemas de búsqueda y optimización que aplican a éstos los mismos métodos de la evolución natural: selección basada en la población, reproducción sexual y mutación. De todos es bien conocido que, en la naturaleza, los individuos compiten por recursos como agua, comida o refugio. Aquellos individuos mejor adaptados tendrán más posibilidades de sobrevivir y generar descendencia, mientras que los peor adaptados tienen un menor número de descendientes y tienden a desaparecer. De esta forma, los genes de los individuos mejor adaptados se transmiten a futuras generaciones mientras que los genes de los individuos peor adaptados se pierden en la evolución. La evolución se basa en la probabilidad de que la combinación de genes en las nuevas generaciones permita una mejor adaptación de la descendencia al entorno. Sin embargo, en el proceso de adaptación de un individuo al medio no hay que olvidar otros factores tales como el aprendizaje, en ocasiones adquirido mediante el método de prueba y error, o mediante la imitación del comportamiento de los padres.

Una vez expuestas las bases biológicas de los AG podemos establecer una analogía con los métodos matemáticos desarrollados a partir de ellas.

La mecánica de los AG es muy sencilla. La simplicidad de las operaciones y la gran capacidad de resolución son los estandartes de esta herramienta de cálculo.

En líneas generales podemos decir que la estrategia operativa de un AG es la siguiente: los AG trabajan con una población (conjunto de individuos) generada aleatoriamente al principio del proceso y que evoluciona en cada iteración. Cada uno de los individuos que componen la población representa una posible solución del problema a resolver, y su codificación se realiza mediante cadenas binarias. Estos individuos se evalúan mediante una función (aptitud) que indica la “bondad” de la solución obtenida o el grado de adaptación del individuo al entorno. A continuación, se realizan una serie de operaciones encaminadas a generar una nueva población. Estas operaciones son: *selección* de los individuos mejor dotados que participarán en el proceso de reproducción o *cruce y mutación* de los individuos de la nueva generación. Este proceso se repite hasta llegar finalmente a una población que, si el algoritmo converge adecuadamente, estará compuesta por buenos individuos siendo el mejor de éstos la solución al problema que ofrece el algoritmo. Existe una variante de los AG, conocida como elitista, en la que se mantendrá en la población a un número dado de los individuos mejor adaptados.

Una generación se obtiene a partir de la anterior por medio de los operadores genéticos de reproducción. Existen dos tipos:

Cruce: trata de emular la herencia genética transmitida de padres a hijos. Es una reproducción de tipo sexual en la que se genera una descendencia a partir del mismo número de individuos, habitualmente 2, de la generación anterior.

Copia: Se trata de una reproducción tipo asexual en la que un determinado número de individuos pasa directamente a la siguiente generación sin sufrir ninguna variación. Este operador también se conoce como elitista.

La mutación es la encargada de introducir diversidad en el proceso de búsqueda, mediante la variación de una o varias características de alguno de los individuos de la población. La probabilidad de que se produzca una mutación suele ser baja, entre el 0,1% y 2%.

Sobre este esquema básico propuesto inicialmente por Holland, representado en la Figura 4.1, se han desarrollado múltiples variantes que se detallan en el apartado 4.4.

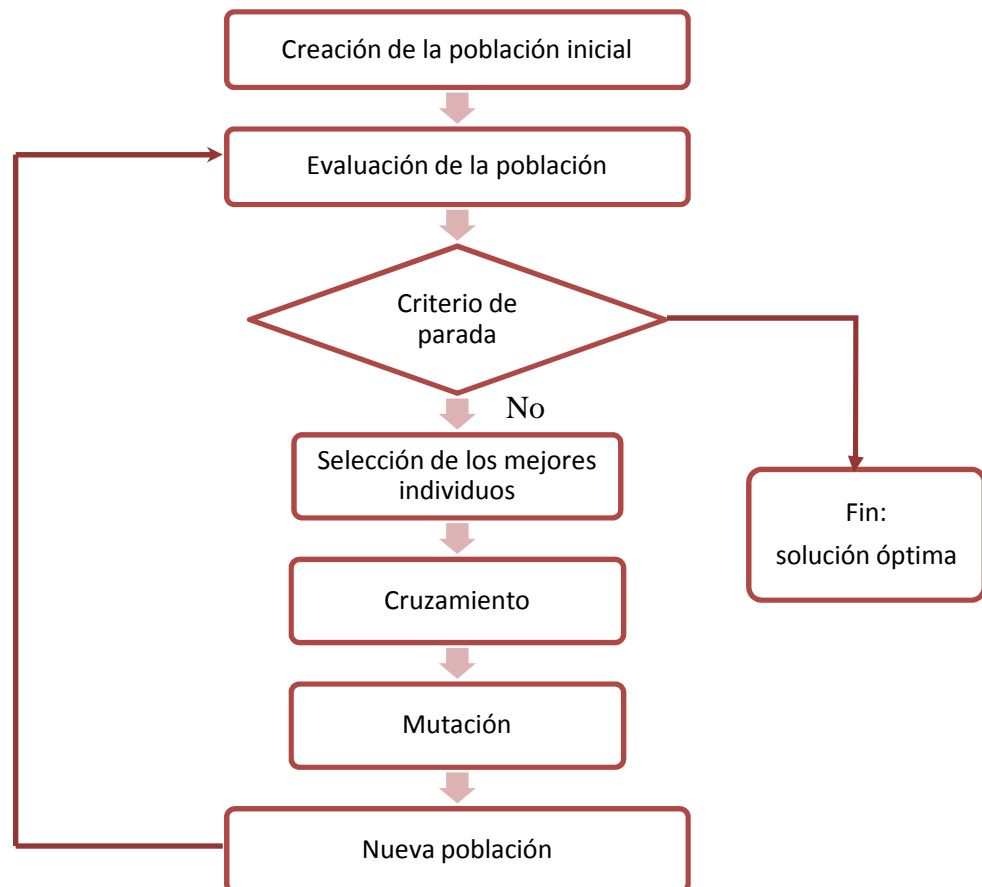


Figura 4.1 Flujograma de un AG.

4.3 Condiciones de aplicación de los AG a un problema de optimización

Para poder implementar un AG se debe llevar a cabo la definición de las siguientes actuaciones:

1. *Codificación o representación genética de las soluciones potenciales del problema* (cadenas binarias en el AG). La codificación de las variables está relacionada con la representación del problema a resolver. El lenguaje utilizado debe ser robusto, es decir, que cambios aleatorios en la codificación no pueden representar errores fatales o soluciones sin sentido.
2. *Mecanismo de creación de la población inicial*. Inicialmente se realizaba de manera aleatoria.
3. *Función de evaluación* que realiza el papel del entorno permitiendo clasificar a los individuos en función de su aptitud. La definición de la función de evaluación o aptitud debe ser estudiada cuidadosamente para asegurar la convergencia del problema a la solución óptima.
4. *Selección de los operadores genéticos de selección, cruce y mutación* que simulan la evolución de las generaciones. Debe prestarse atención a la elección del método de selección, ya que una elevada presión selectiva implicará que los individuos con altos valores de aptitud predominen sobre el resto de posibles soluciones dando lugar a problemas de convergencia prematura. Para solventar estos problemas se recomienda realizar un escalado sobre los valores de aptitud de los individuos de la población.
5. *Tratamiento de los individuos no factibles*. Establecen mecanismos para evaluar los individuos que se encuentran fuera de los límites del espacio de soluciones a lo largo del proceso de optimización. Sólo es aplicable en aquellos problemas discontinuos o convexos.
6. *Parámetros de funcionamiento del AG*: longitud de los individuos, tamaño de la población, número de generaciones, probabilidad de mutación, cruce y elitismo, así como el tipo y fuerza de la selección. Si el tamaño de la población es demasiado pequeño el AG no podrá explorar de manera eficiente el espacio de soluciones. Si el ritmo de cambio genético es elevado o el tipo de selección se escoge de manera inadecuada el AG puede tener problemas de convergencia al cambiar constantemente de direcciones de búsqueda.
7. *Criterios de parada del algoritmo*.

Para poder aplicar de forma exitosa el AG al problema de optimización éste debe cumplir los siguientes requisitos:

- Su espacio de búsqueda debe ser limitado, es decir estar delimitado dentro de un cierto rango.

- Debe poder definirse el problema mediante una función de aptitud o evaluación que nos permite cuantificar cuán buenas o malas son las soluciones obtenidas.
- Las soluciones deben poder codificarse de forma sencilla para su implementación en un ordenador.

4.4 Mejoras del AG

En los últimos años han surgido numerosos estudios y contribuciones para mejorar cada uno de los aspectos enumerados anteriormente sobre el funcionamiento de los AG. De esta forma los algoritmos genéticos se han convertido en una herramienta muy versátil y con aplicación a gran variedad de campos.

En la aplicación de un AG a cualquier problema a resolver existen dos características dependientes del problema: la codificación de las soluciones y la función de evaluación del valor de aptitud. El resto de características del AG, como son los operadores genéticos, se pueden seleccionar independientemente del problema planteado.

4.4.1 Codificación

Como se ha comentado en el apartado 4.1, los AG no trabajan directamente con las variables implicadas en el problema propuesto, sino con una codificación de las soluciones potenciales. Por lo tanto, la codificación de las variables del problema a resolver es un factor clave en el desarrollo de los AG. Existen varios métodos para codificar las variables de un problema, la elección de uno u otro dependerá de la naturaleza del problema a resolver. Una elección adecuada del método de codificación permitirá obtener una mejor adaptación del AG al problema.

La estructura de datos resultante de la codificación de las variables se conoce como cromosoma o individuo (genotipo en biología). Cada cromosoma se identifica con una solución potencial del problema y su representación en el entorno se conoce como fenotipo. La diferencia entre genotipo y fenotipo se ve claramente en el siguiente ejemplo: considérese una codificación binaria de las variables y como medio externo un alfabeto ASCII, el fenotipo asociado al genotipo “1000001” es la letra “A”.

Cada cromosoma está formado a su vez por un conjunto de genes, cada uno de los cuales se relaciona unívocamente con una variable del problema. Los valores que pueden tomar los genes se conocen como alelos, (ver Anexo 2).

En los últimos años se han desarrollado numerosos métodos de codificación, de variada cardinalidad. En esta tesis se va a hacer referencia a los 2 más empleados: codificación binaria y codificación mediante valores reales o enteros. Existen otros métodos de codificación como el empleo de letras para generar los vectores de variables, matrices, árboles, grafos, etc. [81].

La codificación binaria es la empleada por Holland en el desarrollo del AG y, por ende la más difundida. En ella cada variable se codifica mediante una serie de $\{0,1\}$ y se habla por tanto de cadena de bits. El número de bits asociado a cada parámetro o variable del problema no es fijo, dependiendo de la precisión que se quiera conseguir. La Figura 4.2 representa un ejemplo de cromosoma binario.

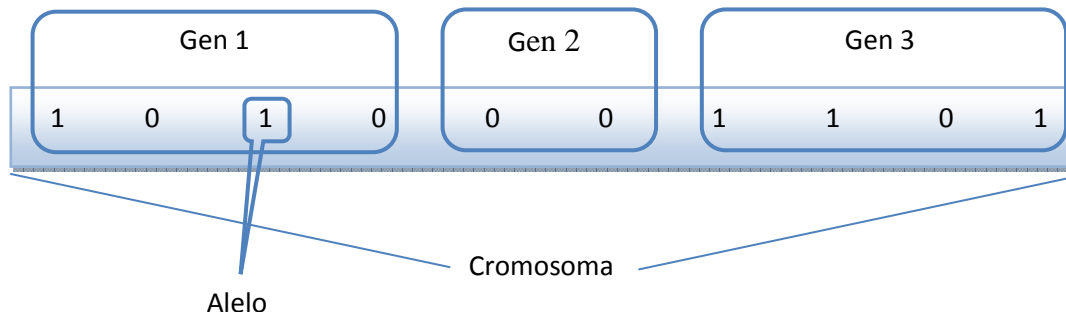


Figura 4.2 Ejemplo de individuo genético binario.

Sin embargo, la codificación binaria no es la más adecuada para la mayoría de problemas de búsqueda y requiere un gran esfuerzo computacional. Surgen, por tanto, otras formas de codificación como las que emplean cadenas de números reales o enteros. A diferencia de la codificación binaria en una codificación con números reales cada representación (en forma de número real o entero) se corresponde con una variable del sistema. Esta codificación resulta más intuitiva a la hora de resolver determinados problemas, como el que nos ocupan en este trabajo, ya que las variables involucradas en el problema son números reales. En ocasiones se tacha a estas codificaciones de degradar el paralelismo intrínseco del AG, sin embargo, permiten desarrollar y aplicar nuevos operadores genéticos que mejoran el comportamiento del AG para el empleo de estas codificaciones. Además el empleo de estas codificaciones introduce información del problema en el AG, al ser codificaciones con mayor significación.

4.4.2 Población inicial

Una vez definido el método de codificación de las soluciones potenciales del problema, el AG necesita una población inicial de individuos para comenzar a trabajar. El proceso para generar la población inicial puede ser aleatorio o arbitrario. Generalmente se emplea el método aleatorio ya que permite obtener poblaciones variadas.

La velocidad de convergencia del algoritmo puede depender en gran medida de la población inicial escogida. Poblaciones iniciales en las que predomine un individuo sobre el resto implica problemas de convergencia prematura y aquellas en las que la diversidad es baja pueden provocar deriva genética [82]. Estos problemas pueden resolverse con tamaños mayores de población.

4.4.2.1 Función de evaluación y escalado

El primer paso en cada iteración del AG es la evaluación de la calidad de los individuos y posterior comparación entre ellos. Para determinar cuán aptos son los individuos se emplea la función de evaluación.

Llegados a este punto es importante considerar las diferencias entre “función de evaluación” y “función de aptitud”. La función de evaluación es aquella que el AG trata de optimizar (maximizar o minimizar). Contiene por tanto el objetivo del problema planteado. En ocasiones, la programación de esta función no es sencilla y requiere un elevado coste computacional. En tales ocasiones se emplea, para la evaluación de los individuos, una simplificación de dicha función conocida como función de aptitud y para la que los AG obtienen buenas soluciones. Esta función evalúa la bondad de cada individuo con respecto a la población, traduciéndose en posibilidades de supervivencia.

A la hora de construir la función de aptitud es necesario tener una serie de consideraciones en cuenta:

- La función aptitud no es ajena al planteamiento del problema, por lo que resulta imprescindible conocer su naturaleza por ejemplo: si se trata de un problema de minimización o maximización de objetivos; las restricciones y el comportamiento del mismo ante soluciones no factibles, así como su tratamiento posterior.
- Debe tenerse en cuenta la posibilidad de aparición de problemas de evaluación de la función en el entorno. En este caso será necesario realizar evaluaciones parciales de la función de aptitud.
- Es necesario estudiar si la función varía dinámicamente durante la ejecución del AG.
- Finalmente, para los casos en los que el cálculo de la aptitud de cada uno de los individuos requiera un elevado coste computacional se puede plantear el empleo de técnicas de computación paralelas para obtener mayor eficiencia.

Para conseguir una evaluación adecuada mediante la función de aptitud, eliminando problemas de convergencia prematura y deriva genética, es necesario realizar una serie de operaciones de desplazamiento y escalado sobre la función de evaluación.

El *desplazamiento* de la función de aptitud se emplea para solventar los problemas relacionados con los valores negativos. El desplazamiento permite obtener funciones de evaluación que trabajan en el campo de los números positivos. El procedimiento de desplazamiento más empleado se muestra en la ecuación (4.1). En ella se aplica una corrección a la función de evaluación igual a la cota superior de los posibles valores de la evaluación para cualquier individuo de la población. Esta adaptación debe realizarse de forma dinámica para no entrar en deriva genética.

$$Fa(y) = F - Fe(y) \quad (4.1)$$

Donde:

- y es un individuo de la población;
- Fa es la función de aptitud;
- Fe es la función de evaluación;

- F es una cota superior de los posibles valores de F_e para cualquier individuo y en cualquier generación.

El segundo mecanismo empleado en la transformación de la función de evaluación es el *escalado*. Mediante este procedimiento se ajusta la presión selectiva de los elementos de la población en la fase de evaluación, es decir se distribuye la probabilidad de elección de cada uno de los elementos de la población para que no prevalezcan unos sobre otros. Mientras que en las fases iniciales del proceso es conveniente que la población esté subescalada, es decir, que no existan problemas de dominancia por parte de algunos individuos, en las fases finales interesa que existan mayores diferencias entre las evaluaciones de los individuos, de manera que los mejor adaptados destaquen sobre los demás. Los métodos de escalado más comúnmente empleados son el escalado lineal, exponencial y “truncamiento σ ”, [83] y [84].

4.4.3 Selección

En la naturaleza, los individuos mejor adaptados son los que consiguen sobrevivir y transmitir su carga genética a las sucesivas generaciones manteniendo de esta manera los fenotipos exitosos. Por el contrario, los individuos peor adaptados tendrán menos probabilidades de sobrevivir y reproducirse. A este proceso se le denomina Selección Natural y da lugar a la evolución de las especies en las que se basa la teoría de los AG. Por analogía con los AG el proceso de Selección Natural se realiza mediante los operadores de selección y reemplazo.

La selección se convierte así en la característica fundamental del AG como método de búsqueda guiada (y no aleatoria), ya que permite establecer una dirección de búsqueda en función de las mejores soluciones.

El operador de selección es el encargado de determinar cuáles son los individuos que van a participar en el proceso de creación de la nueva población en función de la aptitud de cada cromosoma. Este operador permite que individuos con mejores valores de aptitud sobrevivan entre poblaciones o se reproduzcan transmitiendo su carga genética. El proceso de selección no debe eliminar por completo los individuos peor adaptados para mantener cierta diversidad y evitar problemas de convergencia prematura.

Existen numerosos métodos de selección. En este documento se van a tratar los más difundidos, [81], [85] y [86].

A. Selección proporcional a la función de aptitud

Este método es el empleado por Holland [79] en su AG y está basado en el concepto estadístico de esperanza matemática. La selección de los padres de la futura generación se realiza en función de su aptitud, así los individuos con mayores valores tendrán más posibilidades de sobrevivir.

B. Selección por ruleta

Propuesto por De Jong [80] es, posiblemente, el método de selección más extendido y el más fiel al proceso de selección natural.

Es una técnica de selección proporcional, en la cual, a cada individuo se le asigna un valor proporcional a su aptitud de tal manera que la probabilidad de ser seleccionado es proporcional a la diferencia entre su aptitud y la de sus competidores. Se establece la siguiente analogía con el juego de la ruleta: consiste en simular el giro de una ruleta con tantos compartimientos como el tamaño de la población, cada uno con tamaño proporcional a la aptitud del cromosoma que representa. En cada giro de la ruleta se selecciona un padre.

Destacamos tres inconvenientes de esta técnica: en primer lugar es un método sencillo pero ineficiente a medida que aumenta el tamaño de la población; en segundo lugar los individuos pueden ser seleccionados en múltiples ocasiones, pudiéndose obtener una colección de padres con bajos valores de aptitud; por último, individuos predominantes acaparan la mayor parte de la superficie de la ruleta impidiendo la posibilidad de selección de aquellos individuos menos dotados, provocando problemas de convergencia prematura.

C. Selección estocástica

Es otro tipo de selección proporcional, semejante al de la ruleta, que aproxima más la selección de los padres a su valor de aptitud debido a que en vez de realizar tantos giros de ruleta como padres deben ser seleccionados, se gira una sola vez la ruleta con tantas agujas como padres a seleccionar.

D. Selección por torneo o competición

Este método realiza la selección comparando los valores de aptitud entre varios individuos. Existen dos modalidades de esta selección:

Determinística: en este caso se selecciona al azar un número " n_t " de individuos (generalmente 2) y a continuación se selecciona el más apto para convertirse en padre.

Probabilística: en este caso la selección del superviviente entre los participantes en el sorteo se realiza generando un número aleatorio en el intervalo $[0,1]$. A continuación, si el valor obtenido es mayor que el parámetro representativo de la presión selectiva, " p ", el individuo que se convierte en padre será el que posea una mayor aptitud, por el contrario si el número aleatorio generado es menor que la presión selectiva dada para todos en el proceso, el cromosoma seleccionado será el de menor aptitud. Generalmente el valor " p " toma valores en el rango $[0,5 - 1]$.

El número de individuos que participan en cada torneo es un indicador de la presión selectiva del proceso. Así, cuando el número de individuos

participantes en el torneo es elevado la probabilidad de supervivencia de los más aptos es elevada disminuyendo la probabilidad de reproducirse de los individuos menos aptos. Por el contrario, cuando el número de individuos participantes en el torneo disminuye, la posibilidad de supervivencia de los individuos peor dotados es mayor. El empleo de una presión de selección menor permite mantener la diversidad en la población y explorar mejor el espacio de soluciones.

E. Selección por rango

En esta técnica, tras la evaluación de los individuos, éstos se ordenan en función del valor de aptitud asignándoles una probabilidad de selección en función de la posición que ocupan. Así el individuo con mayor valor ocupará la primera posición del rango. La selección se realiza entonces en función de este rango en lugar de emplear el valor de aptitud. Esta técnica permite aligerar las diferencias entre individuos predominantes y aquellos con menores valores de aptitud, ya que a priori no se conoce la diferencia en términos absolutos entre la aptitud del elemento que ocupa la posición “ k ” y el que ocupa la posición “ $k+1$ ”. Esto dificulta la convergencia prematura del AG, manteniendo la diversidad genética de la población y asignando alguna probabilidad de ser seleccionados a todos los individuos de la población.

Este método de selección es adecuado para explorar el espacio de soluciones en las primeras iteraciones del algoritmo. Sin embargo, su velocidad de convergencia no es tan alta como otros métodos de selección.

F. Selección de Boltzman

Esta técnica de selección difiere de las anteriores en que es dinámica. Este método emplea una variable “ t ” para definir la generación en la que nos encontramos y que determina la presión selectiva a lo largo de las iteraciones del proceso. De esta manera, en las primeras generaciones la presión selectiva es menor lo que permite explorar mejor el espacio de soluciones, y según avanza la simulación la presión selectiva aumenta favoreciendo el proceso de explotación de las soluciones existentes realizando una búsqueda más localizada, y aumentando la convergencia del AG.

4.4.4 Cruzamiento

Una vez seleccionados los individuos que van a actuar como padres de la siguiente generación se realiza la recombinación genética entre ellos empezando por el proceso de cruzamiento que simula la reproducción natural. Mediante el cruzamiento, los padres intercambian su material genético para generar la nueva descendencia.

Existen diferentes métodos de cruce, los más difundidos se detallan a continuación [86], [87].

A. Cruce simple o de un punto

Es la técnica de cruce más sencilla. Una vez seleccionada la pareja de padres a reproducir se elige, aleatoriamente, un punto que se empleará como referencia de corte de la cadena de cromosomas. A partir de este punto se intercambiará el material genético entre los progenitores. De esta manera los descendientes heredan información genética de ambos padres como se puede observar en la Figura 4.3.

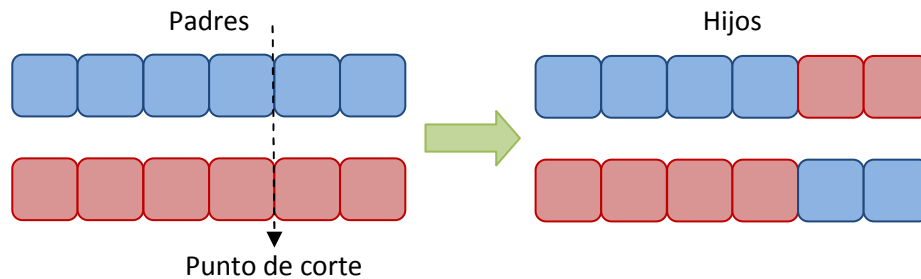


Figura 4.3 Cruce simple o de un punto.

B. Cruce multipunto

Es una variante del cruce simple en la que se eligen aleatoriamente varios puntos de corte de la cadena de cromosomas para, posteriormente, intercambiar la información genética de los progenitores. El más difundido es el cruce de dos puntos. A la hora de aplicar esta técnica de cruce es necesario comprobar que ninguno de los puntos de corte coincide con los extremos de la cadena de cromosomas para garantizar que se originan varios segmentos de intercambio entre progenitores. La Figura 4.4 representa un ejemplo de cruce de 2 puntos.

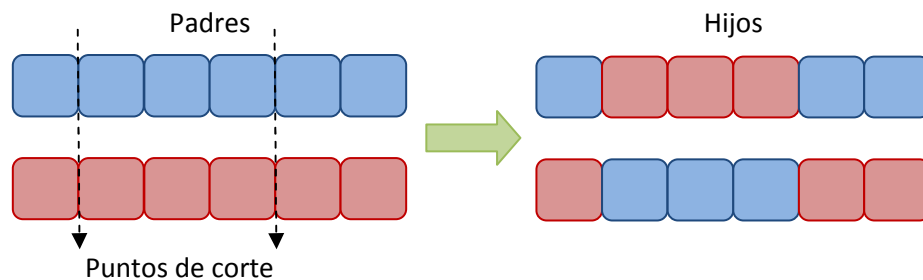


Figura 4.4 Cruce multipunto.

La ampliación del número de cortes de la cadena de los cromosomas favorece la diversidad de las poblaciones. Sin embargo, existen estudios que desaconsejan el empleo de esta técnica ya que reducen el rendimiento del AG.

C. Cruce segmentado

Es una variante del cruce multipunto en el que el punto de corte entre dos individuos se determina mediante una probabilidad de segmentación (p_s). Esta probabilidad es la encargada de seleccionar los puntos de corte en el cromosoma. A la hora de generar la cadena del nuevo cromosoma se verifica, para cada gen, si es un punto de corte. En la Figura 4.5 podemos observar un ejemplo de este tipo de cruce. En primer lugar se asigna aleatoriamente un valor s_c , comprendido entre 0 y 1, a cada potencial punto de corte en el cromosoma, entendiéndose como punto potencial de corte al punto entre dos genes consecutivos. Suponiendo que la probabilidad de corte p_s es 0,6 se producirá un corte en la cadena en aquellos puntos que cumplan la condición $s_c < 0,6$.

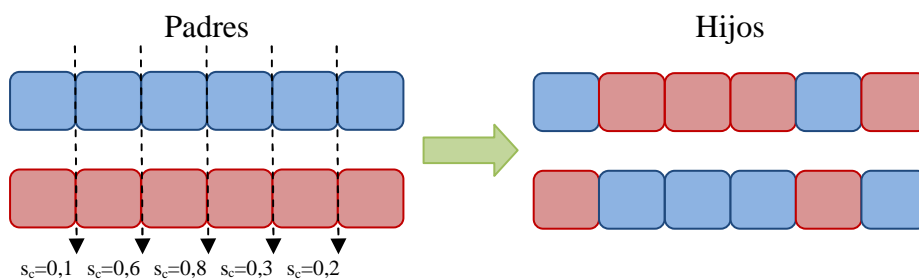


Figura 4.5 Cruce segmentado.

D. Cruce uniforme

Este tipo de cruzamiento genera dos nuevos individuos. La selección de los genes de cada hijo se realiza mediante una máscara de cruce. La máscara es una cadena de la misma longitud que las que se quieren cruzar formada por ceros y unos elegidos aleatoriamente. El primero de los hijos se generará seleccionando los genes del primer progenitor para las posiciones de la máscara en las que se encuentre un 0, mientras que para las posiciones de la máscara en las que aparece un 1 el material genético seleccionado corresponderá al padre 2. El segundo descendiente contendrá el material genético complementario del primer hijo. La Figura 4.6 muestra un ejemplo de esta técnica.

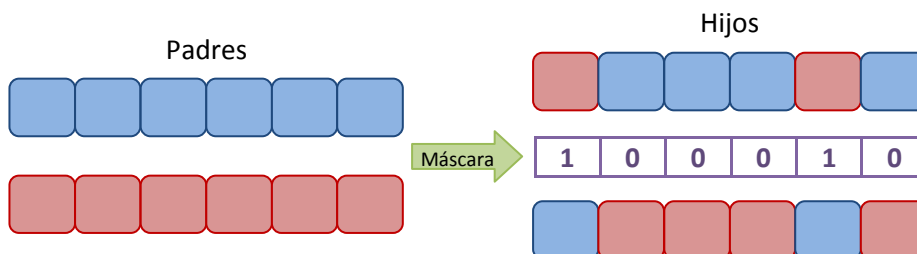


Figura 4.6 Cruce uniforme.

E. Cruce especializado de codificaciones no binarias

Como se ha comentado anteriormente debido a la variedad de problemas a los que se han aplicado los AG como método de resolución, han surgido nuevas formas de codificación que emplean números reales, enteros, e incluso letras, grafos o árboles.

Los tipos de cruce explicados anteriormente se pueden aplicar a cualquier codificación de los genotipos. Sin embargo, en los últimos años se han desarrollado nuevos métodos de cruzamiento, especialmente diseñados para estas codificaciones. Podemos destacar:

- *Cruce aritmético*: se emplea en las codificaciones con valores continuos, como por ejemplo los números enteros. Esta técnica obtiene los descendientes de la población a partir de una combinación lineal de sus padres o progenitores.
- *Cruce de la media*: este método obtiene los genes del nuevo individuo a partir de la media aritmética de los genes de los padres. Presenta el inconveniente de obtener un sólo hijo para cada pareja de progenitores.
- *Cruce de la media geométrica*: con este procedimiento los genes de los hijos se obtienen a partir de la media geométrica de los genes de los padres. A la hora de aplicar este procedimiento hay que tener en cuenta los signos de los genes de cada progenitor y decidir qué signo se va a dar a la descendencia en el que caso de que los progenitores sean diferentes.
- *Cruce por extensión*: esta técnica obtiene la diferencia entre los valores de los genes de los progenitores que se suma al valor mayor o se resta al menor. La ventaja de esta técnica frente a otras del mismo grupo es que se obtienen dos hijos en cada proceso de cruce.

4.4.5 Mutación

En la naturaleza a la hora de transmitir la carga genética entre generaciones se producen errores que implican una mutación en el ADN de los individuos. Estas mutaciones, normalmente, suponen una deficiencia en el grado de adaptación de los individuos al medio. Dichas alteraciones generalmente no tiene mayor transcendencia pero en ocasiones pueden llegar a ser letales. En contrapartida, las mutaciones son beneficiosas para el proceso evolutivo ya que aportan diversidad genética a las especies.

En el campo de los AG el operador mutación se encuentra a la sombra del operador selección, determinante a la hora de generar las nuevas poblaciones. Sin embargo, estudios recientes [82] han demostrado que la aplicación de operadores de mutación con mayores probabilidades de ocurrencia, en detrimento del cruce, puede obtener resultados tan satisfactorios como los AG convencionales. Por lo tanto, podríamos considerar el operador cruce como un operador de mutación masivo.

La mutación consiste en modificar de forma aleatoria uno o más genes de un individuo según una probabilidad de mutación dada. La probabilidad de mutación (p_m) puede ser la misma para todos los genes o se puede asignar una probabilidad distinta para cada gen. Una vez establecida dicha probabilidad se recorren las cadenas de cromosomas asignando un valor aleatorio, comprendido entre 0 y 1, a cada uno de los genes. Si dicho valor es inferior a la probabilidad de mutación, el elemento de la cadena (gen o alelo) sufre un cambio, una mutación. La p_m suele ser baja, generalmente inferior al 1%.

La mutación en codificaciones binarias se realiza a nivel de alelo o de gen, sin embargo, para codificaciones de cardinalidad de orden superior, la mutación debe realizarse sobre los genes. El objetivo de este operador es introducir diversidad genética, recuperar información genética perdida a lo largo de los procesos de cruce y selección, y escapar de óptimos locales.

4.4.6 Elitismo

El operador élite es el encargado de mantener una serie de individuos fijos entre poblaciones, en términos de función de adaptación. Este operador se emplea para mantener vivas las mejores soluciones encontradas a lo largo del proceso generacional ya que, debido a los operadores de cruce y selección, se podría perder esta valiosa información. En la bibliografía podemos encontrar este operador asociado al proceso de selección y reemplazo [81].

Generalmente, se emplea un valor de 1 ó 2 individuos élite por cada población de 50 individuos. Aunque su utilización supone una mejor exploración del espacio de soluciones en torno a la élite, realizando una búsqueda más explotadora que exploratoria, su aplicación a poblaciones pequeñas puede desembocar en problemas de convergencia prematura debido a la rápida disminución de la diversidad.

El uso de estrategias elitistas se considera fundamental en la aplicación del AG a la búsqueda del óptimo global en problemas de optimización de funciones, [85].

4.4.7 Reemplazo

El proceso de reemplazo determina qué individuos de la población deben desaparecer en favor de la nueva descendencia.

En el AG planteado por Holland existía una población intermedia o temporal que empleaban los operadores genéticos para generar los nuevos individuos. Los primeros integrantes de la población intermedia serían los cromosomas seleccionados para el proceso reproductivo. A continuación, éstos se reemplazarían por su descendencia y posteriormente por la población resultante de la aplicación del operador de mutación. Finalmente, una vez aplicados los operadores genéticos es necesario introducir la nueva descendencia en la población. Algunos autores prescinden del empleo de esta población intermedia

aplicándose directamente los operadores genéticos a los miembros de la población genética.

Tanto para el caso de emplear una población intermedia como para el caso de prescindir de ella es necesario definir el proceso según el cual se van a incorporar los nuevos individuos a la población existente. Existen diferentes técnicas para realizar esta incorporación [86], [87]:

A. Reemplazo aleatorio

Los individuos a eliminar de la población existente se seleccionan de forma aleatoria.

B. Reemplazo gradual o por torneo

El reemplazo gradual o por torneo es igual que el proceso de selección por torneo. En este caso los individuos con mayor probabilidad de ser eliminados son los peor adaptados.

C. Reemplazo por rango

Al igual que en el proceso de selección por rango, a cada individuo se le asigna un rango dentro de la población y la probabilidad de ser eliminado está relacionada con el rango en vez de con el grado de aptitud. En este caso los individuos peor adaptados no copan las probabilidades de eliminación. El problema de este método es que pueden desaparecer las soluciones con mejores valores de aptitud en favor de la descendencia.

D. Reemplazo por nichos

Este método trata de mantener la diversidad genética y aligerar la presión selectiva mediante la sustitución de cromosomas similares entre la población inicial y la descendencia.

E. Reemplazo proporcional

Esta variante asigna una probabilidad de ser eliminado inversamente proporcional a la aptitud de cada individuo. De esta forma, se ve favorecido el reemplazo de los individuos con menor valor de aptitud.

F. Reemplazo de los padres

Este método es de aplicación exclusiva a los AG sin población intermedia y en él la descendencia ocupa el lugar de los padres.

4.4.8 Criterio de Parada

Los principales criterios para determinar cuándo un algoritmo ha llegado a una solución óptima son tres:

- Algún individuo de la población ha alcanzado un valor prefijado de adaptación.
- El algoritmo converge. Se dice que un gen converge cuando el 95% de la población posee el mismo valor para ese gen, en el caso de codificaciones binarias, o valores dentro de un rango especificado en caso de codificaciones de mayor cardinalidad. Cuando todos los genes alcanzan la convergencia se dice que el proceso ha convergido.
- Se ha alcanzado el número máximo de generaciones establecidas a priori.

4.4.9 Soluciones no factibles

El AG es un método de búsqueda irrestrictiva, es decir, no tiene en cuenta las posibles restricciones del problema a resolver. Esto supone una limitación a la hora de aplicar este método a la resolución de problemas discontinuos y no convexos como el planteado en este trabajo. Por lo tanto, es necesario establecer una serie de mecanismos que sean capaces de tratar las restricciones de cualquier problema de optimización. La búsqueda de alternativas al problema de las restricciones equivale a buscar una metodología que nos permita discriminar, o incluso eliminar del proceso, las soluciones no factibles que suponen la incorporación de conocimiento específico del problema a resolver.

En la literatura podemos encontrar diversos métodos para tratar las soluciones no factibles que pasamos a detallar [84]:

A. Penalización o descarte.

El procedimiento de descarte elimina las soluciones no factibles del problema una vez generadas y evaluadas.

El mecanismo de penalización consiste en generar soluciones del AG sin tener en cuenta las restricciones y, a posteriori, penalizar a aquellos individuos que incumplan las restricciones disminuyendo su calidad de adaptación, de esta manera, su posibilidad de reproducción y supervivencia disminuye. La penalización debería ser una medida de la distancia que hay entre la solución no factible y la zona de factibilidad. Sin embargo, no siempre es sencillo medir esta distancia, optándose por asumir factores de penalización únicos para todas las soluciones no factibles. Generalmente, se utiliza un factor de penalización para cada una de las restricciones y se introduce en la función objetivo.

La determinación del grado de penalización de cada restricción no debe tomarse a la ligera. Factores de penalización elevados asociados a problemas muy restrictivos disparan el tiempo de cálculo destinado a las soluciones no factibles y aumentan la probabilidad de sufrir convergencia prematura en cuanto aparezca un individuo apto en la población, ya que la búsqueda de soluciones factibles pasa por la selección y cruzamiento de soluciones infactibles. Por el contrario, factores de penalización débiles pueden llevar al AG a dedicar un enorme esfuerzo computacional en la búsqueda de soluciones en una región no factible del sistema. Para

solventar estos problemas se han desarrollado funciones de penalización adaptativas, en las que se emplean valores moderados de penalización en las fases iniciales para intensificarlos hacia el final del proceso.

El principal problema de las técnicas de penalización es que desaprovechan la información de los individuos no factibles, el algoritmo pierde entonces eficacia y capacidad exploratoria.

B. Reparación.

El mecanismo de reparación se convierte en una alternativa al tratamiento de las restricciones en los AG frente a los mecanismos de penalización ya que en vez de obviar la existencia de las soluciones no factibles, y por tanto de su carga genética, trata de repararlas e introducirlas de nuevo en la zona de factibilidad. Las principales limitaciones de la reparación residen en la imposibilidad de encontrar un mecanismo generalizado de reparación aplicable a cualquier problema de optimización, aparte de la gran carga computacional que supone para el proceso.

C. Estructuras de datos y operadores específicos.

Puesto que una buena codificación es la base de un buen AG, una alternativa al tratamiento de las soluciones no factibles es el desarrollo de estructuras de datos que incorporen las propias restricciones y de operadores genéticos adecuados para dicha codificación.

4.4.10 Consideraciones sobre la selección de parámetros

Mucho se ha debatido sobre la selección de estos operadores de forma analítica y empírica. Las principales conclusiones a las que se ha llegado se resumen a continuación [88]:

- Aumentar la probabilidad de cruzamiento aumenta la probabilidad de romper las cadenas de los mejores cromosomas.
- Aumentar la probabilidad de mutación permite recuperar la información perdida aumentando la diversidad genética de la población.
- Aumentar el tamaño de la población mejora la diversidad genética y facilita la consecución de óptimos globales pero va en detrimento de la velocidad de convergencia.

A la hora de seleccionar los parámetros del AG se debe tener en cuenta la interacción entre los operadores genéticos y el tamaño de la población, convirtiéndose en un problema de optimización no lineal complejo en sí mismo, así como la dependencia con la naturaleza de la función objetivo.

Aunque el tema de la parametrización está lejos de ser resuelto, existen dos enfoques, expresados mediante dos conjuntos de parámetros, que garantizan buenos resultados [88].

El primero, propuesto por De Jong y Spears [89] emplea tamaños de población grandes (100 individuos) y probabilidades bajas de cruzamiento y mutación ($p_c = 0,6$, $p_m = 0,001$); se parte incluso de la idea de que, aun disminuyendo la actividad de los operadores, se puede mantener la diversidad genética empleando poblaciones con gran número de individuos.

El segundo, sugerido en [84], propone tamaños de población más pequeños (del orden de 30 individuos), con mayor probabilidad de cruce y mutación ($p_c = 0,9$, $p_m = 0,01$); reproduciendo la idea de que una acción más agresiva por parte de los operadores genéticos evita la convergencia prematura en problemas con pocos individuos en la población.

En general, para un problema de optimización se adoptan valores de cruce altos (en torno al 60% -100%), la probabilidad de mutación es baja (del orden del 0,1%) y el tamaño de la población oscila entre 50 y 200 individuos [88].

4.5 Desarrollo de un algoritmo genético para maximizar la cargabilidad del sistema

Una vez demostrada la eficacia del empleo de los AG para resolver un problema no lineal, convexo, entero-mixto, combinatorio y de gran dimensión, como es la planificación de potencia reactiva, se desarrolla un algoritmo para determinar la ubicación óptima de unidades de generación de reactiva, con el objetivo de maximizar la cargabilidad del sistema bajo condiciones de estabilidad de tensión y seguridad de red.

4.5.1 Planteamiento del problema

El problema a resolver es localizar la ubicación y tamaño óptimo de fuentes de generación de potencia reactiva en sistema eléctricos con restricciones de estabilidad de tensión para maximizar la cargabilidad del sistema. Para ello se considera que las unidades de generación de potencia reactiva están asociadas a unidades de generación distribuida (GD), como una extensión de las capacidades de generación de las mismas. Debido a esta asociación la localización de ambas unidades estará sujeta a las restricciones de disponibilidad del recurso empleado por las unidades de generación distribuida para la generación de la energía eléctrica.

Como se comentó en el capítulo 2, la estabilidad de tensión está relacionada con la capacidad de un sistema eléctrico para mantener o recuperar una situación de equilibrio tras una perturbación. En el presente trabajo, el estudio de maximización de la carga de un sistema está regido mediante las ecuaciones (2.39) y (2.40), en las que la variación de la carga se presenta como una función de la carga inicial (P_{d0} y Q_{d0}) del sistema afectada por un parámetro de cargabilidad (λ).

La determinación de la máxima carga que puede ser abastecida por el sistema de estudio se realiza en base a los límites de operación del sistema. Dichos límites

estarán relacionados con la máxima y mínima tensión admisible en condiciones normales de funcionamiento del sistema, que para el Sistema Eléctrico Español se encuentra en el intervalo de $\pm 5\%$ de la tensión nominal del nudo de estudio, es decir, en el intervalo (0,95 : 1,05) en valores p.u., [29].

Por lo tanto, podemos formular el problema de optimización de la siguiente manera:

$$\text{Min } F(y) = 1 - FF(y) \quad (4.2)$$

Sujeto a:

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} - \sum_{i=1}^{N_C} P_{Di} = \sum_{i,k}^{N_B} P_{Lik} \quad (4.3)$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} Q_{Gi} - \sum_{i=1}^{N_C} Q_{Di} + \sum_{i=1}^{N_{SVC}} Q_{Di} = \sum_{i,k}^{N_B} Q_{Lik} \quad (4.4)$$

$$Y_{ik} = G_{ik} + B_{ik} \quad (4.5)$$

$$V_i = V_i \angle \theta_i \quad (4.6)$$

$$V_k = V_k \angle \theta_k \quad (4.7)$$

$$P_{Lik} = V_i \sum_{i=1}^N V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (4.8)$$

$$Q_{Lik} = V_i \sum_{i=1}^N V_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (4.9)$$

$$V_{i,\text{mín}} \leq V_i \leq V_{i,\text{máx}} \quad i = 1, 2, \dots, N_B \quad (4.10)$$

$$P_{gi,\text{mín}} \leq P_{gi} \leq P_{gi,\text{máx}} \quad i = 1, 2, \dots, N_G \quad (4.11)$$

$$Q_{ci,\text{mín}} \leq Q_{ci} \leq Q_{ci,\text{máx}} \quad i = 1, 2, \dots, N_G \quad (4.12)$$

$$PC_{gi,\text{mín}} \leq PC_{gi} \leq PC_{gi,\text{máx}} \quad i = 1, 2, \dots, N_G \quad (4.13)$$

Donde:

- $FF(y)$ es la función de aptitud. Su valor dependerá de la factibilidad de la solución alcanzada. Así, para soluciones factibles el valor de $FF(y)$ será igual al coeficiente de cargabilidad, λ , empleado en la solución, mientras que las soluciones no factibles serán penalizadas con un valor de $FF(y) = 0$.
- N_B es el número de nudos del sistema de potencia.
- N_C es el número de cargas del sistema de potencia.
- N_G es el número de unidades de generación introducidas en el sistema.
- $V_{i,\text{mín}}$ y $V_{i,\text{máx}}$ son los límites de tensión de operación de los nudos del sistema.

- $P_{gi,min}$ y $P_{gi,máx}$ son los límites de generación de potencia activa de los generadores distribuidos.
- $Q_{ci,min}$ y $Q_{ci,máx}$ son los límites de capacidad de potencia reactiva de las unidades de generación de reactiva.
- $PC_{gi,min}$ y $PC_{gi,máx}$ establecen el rango de los puntos de conexión de las unidades de generación distribuida en la zona de influencia del recurso.

4.5.2 Programación del AG

La programación de la localización y tamaño óptimo de unidades de generación de potencia reactiva para maximizar la cargabilidad del sistema, se va realizar mediante un AG cuyo pseudocódigo se muestra en la Figura 4.7.

```
(1) Generar Población inicial,  $P_0$ ;  
(2) Generación  $\leftarrow 0$ ;  
(3) Mientras NO (criterio de parada) hacer:  
    Comienza  
    (4) Evaluar  $P_{\text{generación}}$   
    (5) Población intermedia,  $P_{\text{int}}$   $\leftarrow$  Seleccionar ( $P_{\text{generación}}$ )  
    (6) Población intermedia,  $P_{\text{int}}$   $\leftarrow$  Aplicar cruzamiento ( $P_{\text{int}}$ )  
    (7) Población intermedia,  $P_{\text{int}}$   $\leftarrow$  Aplicar mutación ( $P_{\text{int}}$ )  
    (8)  $P_{\text{generación}+1}$   $\leftarrow$  Reemplazar ( $P_{\text{generación}}$ ,  $P_{\text{int}}$ )  
    (9) Generación  $\leftarrow$  Generación + 1  
Termina
```

Figura 4.7 Pseudocódigo del AG.

4.5.2.2 Codificación de las soluciones (Paso 1)

El primer paso en la programación del AG es la determinación del método para codificar las potenciales soluciones del problema, es decir, definir la codificación de los cromosomas empleados en el AG.

Las variables a codificar son:

1. Cargabilidad del sistema.
2. Ubicación de las unidades de generación.
3. Tamaño óptimo de las unidades de generación de reactiva.

Las tres variables empleadas en el proceso, se van a considerar como números enteros. Por lo tanto el cromosoma que va a emplear el AG estará compuesto por variables enteras y su tamaño dependerá del número de unidades que se quieran localizar simultáneamente. Por cada unidad de generación distribuida (N_{GD}) a introducir en el sistema necesitamos dos genes ($2 * N_{GD}$) que representen las posición y la capacidad de las unidades de generación de reactiva. Por último, es

necesario disponer de un gen que refleje la variación de la carga (λ), por lo que el tamaño de los cromosomas utilizados seguirá la expresión $1 + 2 * N_{GD}$. La Figura 4.8 muestra un esquema de los cromosomas empleados en el AG.

<i>Gen 1</i>	<i>Gen 2</i>	<i>Gen 3</i>	<i>Gen 4</i>	<i>Gen 5</i>	...	<i>Gen 2* N_{GD}</i>	<i>Gen 1+2* N_{GD}</i>
λ (p.u.)	PC1	Q1 (Mvar)	PC2	Q2 (Mvar)	...	PC N_{GD}	Q N_{GD} (Mvar)

Figura 4.8 Estructura del cromosoma.

4.5.2.3 Población inicial (Paso 2)

La población inicial del problema será generada mediante un procedimiento aleatorio en el que se tendrán en cuenta las restricciones asociadas a las variables: zona de influencia de los recursos empleados en la generación de electricidad y los límites de capacidad de las unidades de generación de reactiva.

El tamaño de la población deberá ser suficientemente grande para asegurar la exploración óptima del espacio de soluciones.

4.5.2.4 Operadores Genéticos (Pasos 3 a 9)

A partir de este momento (Paso 3), y hasta que se cumplan los criterios de parada, comienza un bucle cuyo objetivo es generar una nueva población, $P_{\text{generación}+1}$, mediante la aplicación de los operadores genéticos a la población actual, $P_{\text{generación}}$.

Una vez evaluada la función objetivo ($F(y)$, paso 4) y mientras no se cumplan los criterios de parada, se aplicarán los operadores genéticos para crear la siguiente población de estudio.

En primer lugar, es necesario realizar una selección (paso 5) de los individuos que van a formar parte de los padres en el proceso reproductivo. El método empleado es la selección por ruleta que prima aquellas soluciones que obtienen mejores valores de aptitud en detrimento de las que obtienen peores valores de aptitud. Este método permite realizar una explotación de las mejores zonas de búsqueda dando lugar a la exploración de zonas menos ventajosas.

Una vez obtenida la población de padres se realiza el *cruzamiento* (paso 6). Entre todas las técnicas relacionadas con este proceso hemos elegido el cruzamiento monopunto ya que la dimensión de los cromosomas empleados es pequeña y el empleo de otras técnicas podría romper mucho la cadena perdiendo información relevante sobre las mejores zonas de búsqueda. En cuanto a la probabilidad de cruce se ha establecido un valor de 0,8, es decir, se aplica cruzamiento sobre el 80% de la población.

El siguiente paso en la generación de una nueva población es la aplicación del operador de *mutación* (paso 7). Como se comentó en el apartado 4.4.5, el objetivo de este operador es introducir diversidad en la población o rescatar información que se haya podido perder en el proceso de selección y cruce. Puesto que la

probabilidad de cruce empleada es alta se ha seleccionado una probabilidad de mutación ($p_m=0,1\%$) que permite ampliar la capacidad exploratoria del algoritmo.

Finalmente, es necesario introducir los hijos en la población existente para generar la población empleada en el siguiente proceso iterativo. Se ha elegido la opción de *reemplazo* (paso 9) de los padres por los hijos, basado en la teoría de la evolución, según la cual los hijos heredan las mejores propiedades de los padres en cuanto a adecuación al entorno.

A partir de la población intermedia, compuesta por los hijos resultantes de los procesos de cruce y mutación y junto con la población de la generación actual, se obtiene una nueva población correspondiente a la siguiente generación, $P_{\text{generación}+1}$.

4.5.2.5 Criterio de Parada

Se han definido 2 criterios de parada:

- 1) *Tolerancia de las soluciones*: se ha establecido un valor mínimo de la tolerancia entre el valor de aptitud obtenido por la mejor solución de dos generaciones consecutivas en $1e^{-6}$.
- 2) *Máximo número de generaciones*: se ha elegido un número máximo de 100 generaciones.

4.5.2.6 Soluciones no factibles

En el apartado 4.4.9 se recoge una breve descripción de los mecanismos empleados en el tratamiento de las soluciones no factibles. En el presente trabajo se ha desestimado el empleo de mecanismos reparadores por el elevado gasto computacional que suponen, favoreciéndose el empleo de métodos de penalización. En la sección 4.5.1 se ha comentado el método empleado en la discriminación de las soluciones no factibles que se puede resumir de la siguiente manera:

$$FF(y) = \begin{cases} \lambda & \text{para soluciones factibles} \\ 0 & \text{para soluciones no factibles} \end{cases}$$

4.6 Implementación y validación del algoritmo

Una vez expuesto el problema a resolver, se ha implementado el AG en MATLAB®, [90]. A continuación, se expone un ejemplo de la implementación del AG paso a paso. Posteriormente, se analizan 2 casos de estudios correspondientes a la validación del algoritmo para maximizar la cargabilidad de sistemas de potencia y ubicar de forma simultánea varias unidades de generación con capacidad de potencia reactiva.

Para favorecer la comprensión del mecanismo de funcionamiento de los algoritmos genéticos, este apartado describe paso a paso la implementación de un AG en un sistema de potencia de 4 nudos como se observa en la Figura 4.9. Dicho algoritmo se encarga de determinar la localización y capacidad óptima de una

unidad de generación de potencia reactiva con el objetivo de maximizar la carga del sistema.

La implementación se realiza sobre el sistema de la Figura 4.9. Dicho sistema se compone de 4 nudos, un generador conectado en el nudo 4 y cargas en los 4 nudos.

La unidad de generación de reactiva puede ser conectada en los nudos 2 ó 3, y su capacidad máxima es de 250 Mvar.

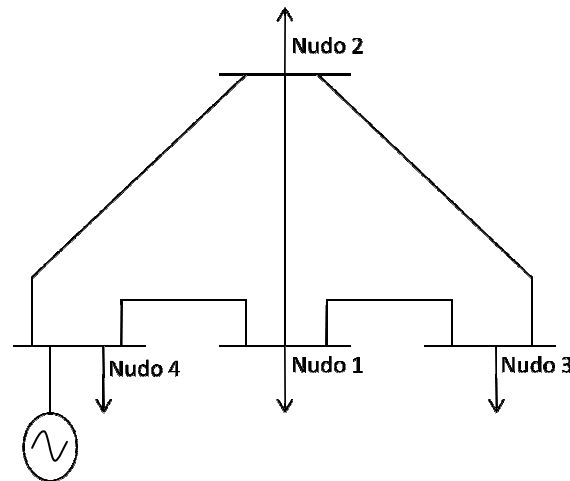


Figura 4.9 Red de 4 nudos.

a) Generación de la población inicial

En el primer paso de la implementación se genera la población inicial de trabajo de forma aleatoria y respetando los límites establecidos para cada una de las variables que componen el cromosoma. La población de trabajo está compuesta por 5 individuos, cada uno de los cuales se compone de 3 genes: el primero representa el incremento de cargabilidad del sistema (λ), el segundo el nudo de conexión del SVC, y por último, el tercero indica la inyección de potencia reactiva del SVC (Tabla 4.1). Estudiemos el caso correspondiente al cromosoma 1: el parámetro que determina la variación de carga del sistema (λ), es una variable continua cuyo valor se encuentra dentro del intervalo $[0,1]$, en este caso el valor seleccionado aleatoriamente ha sido 0,13205; el gen 2 (nudo de conexión) es una variable discreta que puede tomar valores entre 2 y 3, el valor seleccionado ha sido 2; finalmente, la potencia inyectada por el SVC elegida ha sido 149,537 Mvar, variable continua comprendida entre 0 y 250 Mvar. De forma similar se determina la codificación para el resto de los cromosomas.

Tabla 4.1 Población inicial de la red de 4 nudos.

	$\lambda(\text{p.u.})$	Nudo_{SVC}	$Q_{\text{SVC}}(\text{Mvar})$
Cromosoma 1	0,13205	2	149,537
Cromosoma 2	0,69965	2	187,455
Cromosoma 3	0,48590	2	233,818
Cromosoma 4	0,18272	3	209,539
Cromosoma 5	0,10121	3	221,811

b) Evaluación

Una vez obtenida la población de trabajo, se evalúa la misma en base a la función de aptitud del problema. En este caso, $FF(y)=\lambda$, y a continuación se calcula la función objetivo (4.2), (ver Tabla 4.2).

Tras la evaluación de la población se realiza un escalado de los valores obtenidos para la función de evaluación. Para proceder a dicho escalado se ha seleccionado el método del rango. En primer lugar se realiza una ordenación de los cromosomas en función del valor de $F(y)$. Una vez ordenados los individuos (columna *orden* de la Tabla 4.2), se obtiene su valor de escalado según la expresión (4.14) en la que “ i ” representa la posición del elemento a escalar en la lista de cromosomas ordenados.

$$rango = \frac{1}{\sqrt{i}} \quad (4.14)$$

Tabla 4.2 Evaluación de la población inicial de la red de 4 nudos.

	$FF(y)$	$F(y)$	<i>Orden</i>	<i>rango</i>
Cromosoma 1	0	1,0000	3	0,557
Cromosoma 2	0	1,0000	4	0,5
Cromosoma 3	0	1,0000	5	0,407
Cromosoma 4	0,18272	0,8173	1	1
Cromosoma 5	0,10121	0,8988	2	0,707

c) Selección

Una vez evaluada la población inicial, se realiza la selección de los individuos que van a formar parte del grupo de los padres. El proceso de selección se realiza mediante el método de la ruleta. En primer lugar es necesario establecer la frecuencia de cada uno de los individuos, en función de su valor de rango, (4.15).

$$frecuencia_i = \frac{rango_i}{suma\ total\ de\ rango} \quad (4.15)$$

A continuación, se calcula la distribución de frecuencia de selección como la suma acumulada de las frecuencias individuales, (4.16), que dará lugar a los sectores de la ruleta para cada individuo (Figura 4.10).

$$Sector_i = frecuencia_{i-1} + frecuencia_i \quad (4.16)$$

Vamos a utilizar el cromosoma 1 para explicar este proceso: el cromosoma 1 tiene un valor de rango de 0,557, la suma de los valores de rango de los individuos de la población es 3,231. Por lo tanto, la frecuencia de este individuo será $0,557/3,231 = 0,1787$.

De la misma manera podemos calcular la frecuencia del resto de los individuos de la población. Utilizando los cromosomas 1 y 2 como ejemplo, la distribución de probabilidades del cromosoma 2 viene dada por la suma de la

frecuencia del cromosoma 1 más la del cromosoma 2, es decir, $0,1787+0,1547=0,3333$.

Una vez obtenida la distribución de frecuencias se selecciona un valor aleatorio entre 0 y 1 (r). El individuo seleccionado como padre será aquel cuya frecuencia acumulada sea inmediatamente superior al valor r .

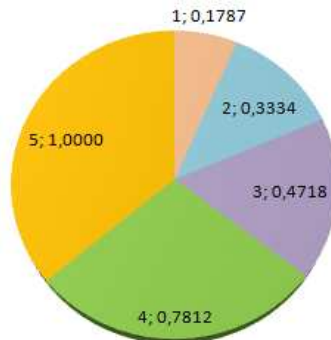


Figura 4.10 Gráfico de distribución de probabilidades para cada padre.

De los 5 cromosomas seleccionados para formar el grupo de los padres o progenitores (población intermedia), 4 participarán en el proceso de cruce, del cual se obtendrán 2 individuos de la nueva población. El quinto elemento del conjunto de los padres muta para obtener un tercer hijo.

Tabla 4.3 Asignación de sectores.

	<i>rango</i>	<i>frecuencia_i</i>	<i>sector_i</i>
Cromosoma 1	0,557	0,1787	0,1787
Cromosoma 2	0,5	0,1547	0,3333
Cromosoma 3	0,407	0,1384	0,4718
Cromosoma 4	1	0,3094	0,7812
Cromosoma 5	0,707	0,2188	1

Tabla 4.4 Selección de padres.

	<i>sector</i>		<i>r</i>	<i>Padre</i>
Cromosoma 1	0,1787	⇒	0,8631	5
Cromosoma 2	0,3333		0,3807	3
Cromosoma 3	0,4718		0,749	4
Cromosoma 4	0,7812		0,1567	1
Cromosoma 5	1		0,0581	1

d) Cruzamiento

Para realizar la operación de cruzamiento se ha seleccionado el método monopunto ya que los individuos tienen sólo 3 genes.

Para realizar el cruzamiento se reordenan los padres elegidos en el proceso de selección, y se seleccionan, al azar, los puntos de corte de los cromosomas. La Tabla 4.5, Tabla 4.6, Tabla 4.7 y Tabla 4.8 muestran la evolución del proceso de cruce. La Tabla 4.5 muestra los padres participantes en el proceso de cruce. La

Tabla 4.6 muestra la primera pareja de padres, compuesta por los cromosomas 5 y 4, cuyo punto de cruce se corresponde con la posición comprendida entre los genes 1 y 2, y cuya combinación da lugar al Hijo 1 (Tabla 4.8). Del mismo modo, la Tabla 4.7 muestra la segunda pareja de padres, que darán lugar al Hijo 2 (Tabla 4.8) a partir de la combinación de su información genética con punto de corte entre los genes 2 y 3.

Tabla 4.5 Progenitores participantes en el proceso de cruce.

Padres			
	$\lambda(p.u.)$	Nudo _{SVC}	Q _{SVC} (Mvar)
Cr. 5	0,10121	3	221,811
Cr. 4	0,18272	3	209,539
Cr. 1	0,13205	2	149,537
Cr. 3	0,48590	2	233,818

Tabla 4.6 Punto de cruce para la primera pareja de padres: gen 1.

Primera pareja de padres			
	$\lambda(p.u.)$	Nudo _{SVC}	Q _{SVC} (Mvar)
Cr. 5	0,10121	3	221,811
Cr. 4	0,18272	3	209,539

Tabla 4.7 Punto de cruce para la segunda pareja de padres: gen 2.

Segunda pareja de padres			
	$\lambda(p.u.)$	Nudo _{SVC}	Q _{SVC} (Mvar)
Cr. 1	0,13205	2	149,537
Cr. 3	0,48590	2	233,818

Tabla 4.8 Descendencia por el método de cruce.

Padre				Hijo			
	$\lambda(p.u.)$	Nudo _{SVC}	Q _{SVC} (Mvar)	$\lambda(p.u.)$	Nudo _{SVC}	Q _{SVC} (Mvar)	
Cr. 5	0,10121	3	221,811	0,10121	3	209,539	Hijo 1
Cr. 4	0,18272	3	209,539				
Cr. 1	0,13205	2	149,537	0,13205	2	233,818	Hijo 2
Cr. 3	0,48590	2	233,818				

e) Mutación

En el proceso de mutación se ha seleccionado, para este ejemplo, una probabilidad de cruce alta (0,5) aplicada a todos los genes del individuo que deben mutar, lo que permite ampliar el espacio de búsqueda de soluciones.

En el proceso de mutación se genera un número aleatorio (m), entre 0 y 1, para cada individuo de la población, si dicho número es inferior a la probabilidad de mutación, p_m , entonces se produce un cambio en alguno de los genes seleccionado aleatoriamente, dentro de los límites establecidos para dicho gen.

La Tabla 4.9 muestra la aplicación de dicho operador genético a la población inicial del ejemplo del sistema de 4 nudos.

Tabla 4.9 Mutación de la población inicial de la red de 4 nudos.

Padre			m	Hijo		
$\lambda(p.u.)$	Nudo _{SVC}	Q _{SVC} (Mvar)		$\lambda(p.u.)$	Nudo _{SVC}	Q _{SVC} (Mvar)
0,13205	2	149,537	0,05	0,89842	3	151,358

f) *Generación de la nueva población*

Hasta ahora, a partir de la población de 5 padres seleccionados, se han obtenido 2 hijos por cruce y 1 por mutación. Es necesario completar la población con 2 nuevos hijos más que serán el resultado de la aplicación del operador elitismo, según el cual los dos mejores individuos de la población se mantendrán en la nueva población. En nuestro caso los dos cromosomas considerados élitos son el 4 y 5.

El resultado de la aplicación de los operadores genéticos (elitismo, cruce y mutación) a la población inicial da como resultado la siguiente población, denominada *población 1*.

Tabla 4.10 Población 1 de la red de 4 nudos.

Población 1	Op. genético	$\lambda(p.u.)$	Nudo _{SVC}	Q _{SVC} (Mvar)
	Hijos élite	0,18271625	3	209,539142
		0,10121454	3	221,810899
	Hijos cruce	0,10121454	3	209,539142
		0,13205468	2	233,817557
	Hijo mutación	0,89842469	3	151,358383

a) *Solución final*

Este proceso se repite hasta que, o bien se alcanza el número máximo de generaciones predefinidas para el algoritmo, o bien la diferencia entre el valor de la función de evaluación de los mejores individuos de dos poblaciones consecutivas es menor que la tolerancia establecida.

La configuración óptima dada por el AG para este sistema, Tabla 4.11, establece que para un SVC de 282,95 Mvar, conectado en el nudo 3, la máxima cargabilidad del sistema es un 20% superior a la inicial ($\lambda_{lím.}=0,2$).

Tabla 4.11 Evolución de las poblaciones de la red de 4 nudos.

		$\lambda(p.u.)$	Nudo _{SVC}	Q _{SVC} (Mvar)	F
P₀		0,1321	2	149,54	1,0000
		0,6997	2	187,46	1,0000
		0,4859	2	233,82	1,0000
		0,1827	3	209,54	0,8173
		0,1012	3	221,81	0,8988
P₁	Elite	0,1827	3	209,54	0,8173
		0,1012	3	221,81	0,8988
	Cruce	0,1012	3	209,54	0,8988
		0,1321	2	233,82	1,0000
	Mutación	0,8984	3	151,36	1,0000
P₂	Elite	0,1827	3	209,54	0,8173
		0,1012	3	221,81	0,8988
	Cruce	0,1827	3	209,54	0,8173
		0,1012	3	151,36	0,8988
	Mutación	0,1329	3	213,05	0,8671
P₃	Elite	0,1827	3	209,54	0,8173
		0,1827	3	209,54	0,8173
	Cruce	0,1329	3	213,05	0,8671
		0,1827	3	209,54	0,8173
	Mutación	0,8291	3	135,23	1,0000
P₄	Elite	0,1827	3	209,54	0,8173
		0,1827	3	209,54	0,8173
	Cruce	0,1827	3	209,54	0,8173
		0,1827	3	209,54	0,8173
	Mutación	0,7937	3	155,33	1,0000
P₁₀	
	
	Elite	0,2040	3	282,95	0,7958
		0,2040	3	282,95	0,7958
	Cruce	0,1827	3	282,95	0,8173
P₁₀		0,2040	3	209,54	0,8173
	Mutación	0,5526	2	180,46	1,0000
	Mejor individuo	0,2040	3	282,95	0,7958

4.7 Caso 1: localización de una unidad de generación distribuida e inyección de potencia reactiva

A continuación se va a realizar la validación del algoritmo sobre la red de distribución IEEE de 34 nudos modificada [91], cuyos datos se encuentran en el Anexo I. La Figura 4.11 y Figura 4.12 representan la red empleada en el estudio así como su perfil inicial de tensiones, respectivamente.

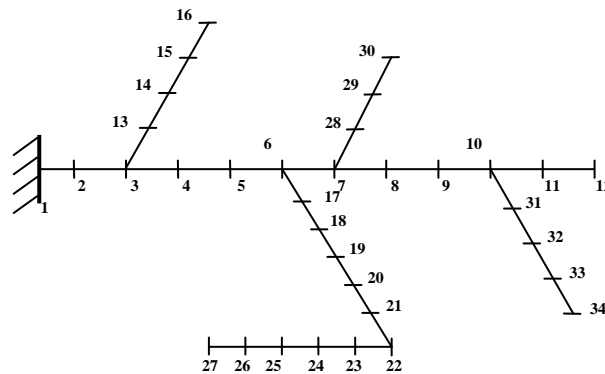


Figura 4.11 Esquema de la red IEEE de 34 nudos.

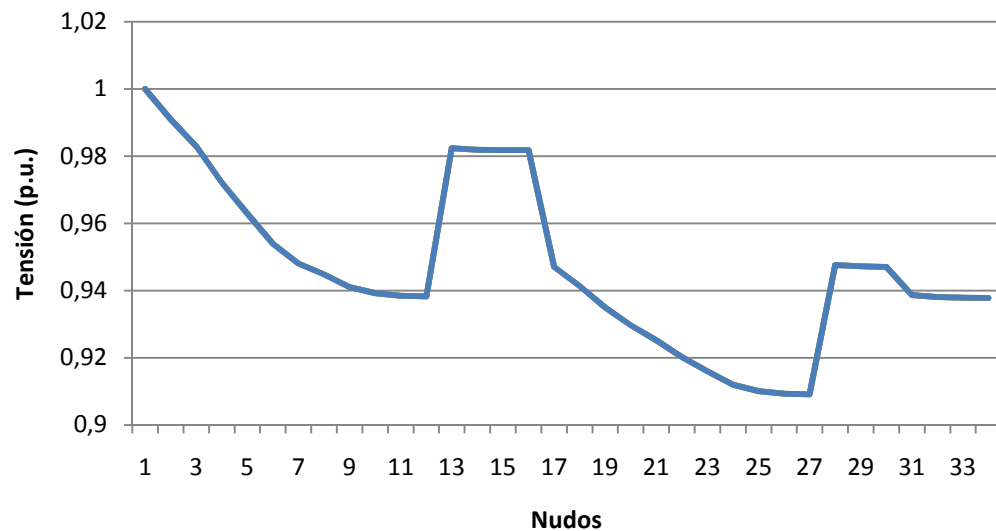


Figura 4.12 Perfil de tensiones inicial de la red IEEE de 34 nudos modificada.

El objetivo establecido en la validación del algoritmo es la maximización de la cargabilidad del sistema mediante la incorporación óptima de una única unidad de generación con una unidad de generación de potencia reactiva asociada. La unidad de generación tiene una potencia aparente de 2MVA, y trabaja con un factor de potencia unidad. La capacidad máxima de la unidad de reactiva es 3,5Mvar.

El cromosoma empleado en la codificación de soluciones del caso manejado en la validación del algoritmo está compuesto por 3 genes que representan la cargabilidad del sistema, la localización de la unidad de generación y la inyección de potencia reactiva por parte de dicha unidad en el sistema. Como se puede observar en la Figura 4.13, el tamaño de la población empleada en la validación es de 20 individuos, con una probabilidad de cruce del 80% y de mutación del 0,1%. El máximo número de generaciones se establece en 100.

Gen 1: λ (p.u.)	Gen 2: $Nudo_{SVC}$	Gen 3: Q_{SVC} (Mvar)	Estructura del cromosoma
0.005	3	2.2	Individuo 1
0.12	15	1.8	Individuo 2
0.35	24	0.6	Individuo 3
...
0.84	30	3	Individuo 20

Figura 4.13 Ejemplo de Cromosomas y población del caso 1.

Una vez establecidas las condiciones de operación del algoritmo el resultado óptimo es la localización de una unidad de generación distribuida de 2 MW en el nudo 27, con una inyección de potencia reactiva de 2,769 Mvar. Esta solución permite incrementar la cargabilidad del sistema un 5,6 %, respetando los límites de generación y operación establecidos por las restricciones del problema. La Figura 4.14 muestra el perfil de tensiones inicial (línea azul), el perfil de tensiones dado para el caso de incorporar la unidad de generación en la localización óptima y sin incremento de carga con respecto a la inicial del problema (línea roja), y el perfil de tensiones para el caso de máxima cargabilidad dado por el AG, es decir carga incrementada en un 5,6% (línea verde).

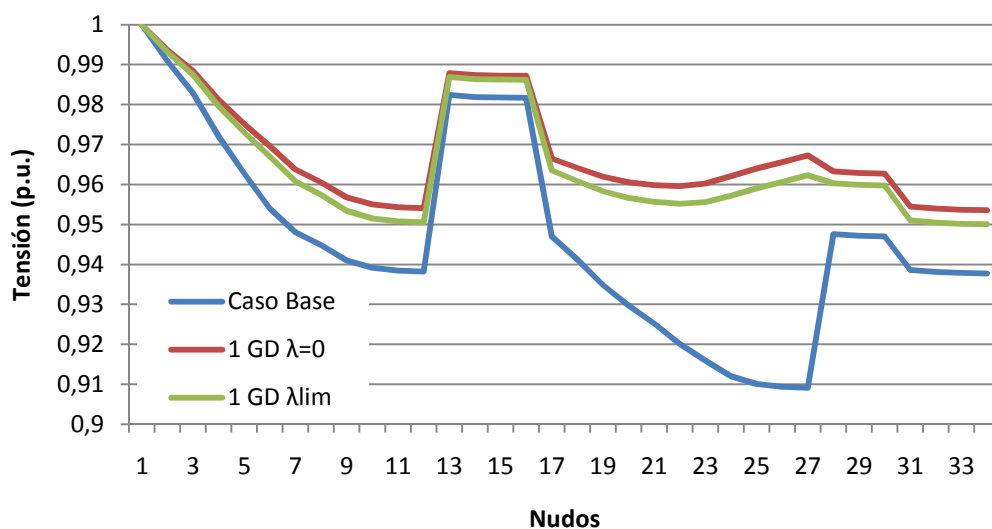


Figura 4.14 Perfil de tensiones del caso 1.

En la Figura 4.15 podemos observar como la incorporación de una unidad de generación distribuida (línea roja) desplaza las curvas P-V del sistema hacia la derecha, aumentando, por tanto, la cargabilidad del mismo.

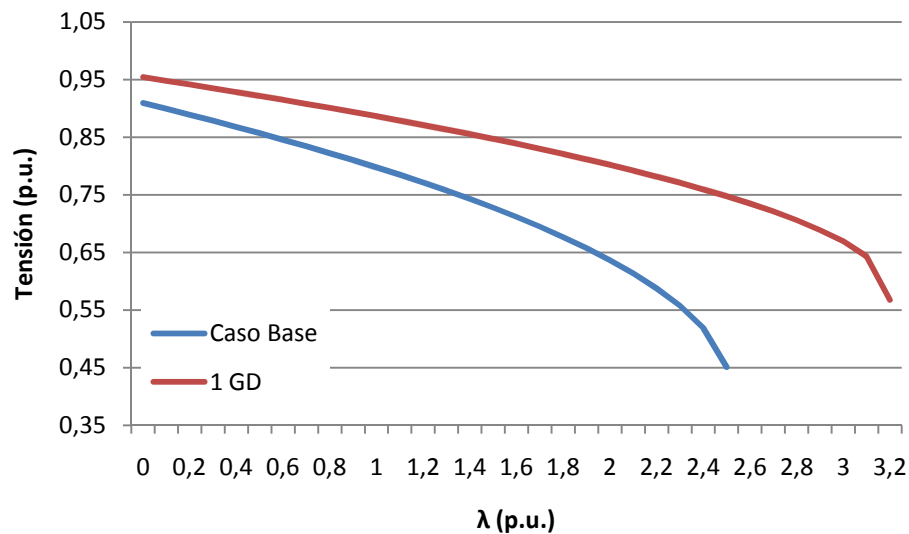


Figura 4.15 Curvas P-V del caso 1.

A la vista de los resultados mostrados en esta sección podemos concluir que el estudio de la localización óptima de unidades de generación, así como la determinación de la inyección óptima de potencia reactiva por parte de estas unidades permite mejorar la cargabilidad del sistema, el perfil de tensión y la estabilidad de tensión.

4.8 Caso 2: localización simultánea de varias unidades de generación distribuida e inyección óptima de potencia reactiva

Una vez validado el algoritmo con el objetivo de maximizar la carga del sistema mediante la incorporación de una única unidad de generación distribuida con capacidad de inyección de potencia reactiva, se realiza un estudio para la incorporación de varias unidades simultáneamente.

El objetivo del estudio, al igual que en el caso de validación, es único: maximizar la cargabilidad del sistema. La consecución del objetivo está sujeta al cumplimiento de las restricciones del problema dadas por los límites de potencia activa y reactiva de los generadores, el límite establecido por los criterios de operación del sistema para la tensión en los nudos de la red, así como el balance de potencias en los nudos.

Para realizar este estudio se emplea, de nuevo la red de distribución de 34 nudos modificada, en la que se van a incorporar 3 unidades de generación de 2 MW cada una con capacidad máxima de inyección de potencia reactiva de 3,5 Mvar.

Caso 2: localización simultánea de varias unidades de GD e inyección óptima de potencia reactiva

El estudio se subdivide a su vez en tres: incorporación de una única unidad (estudiado en la sección 4.7), incorporación de dos unidades de generación simultáneas y finalmente incorporación de 3 unidades de generación, con capacidad de potencia reactiva, simultáneas. Esto supone un grado de penetración de la generación distribuida en el sistema del 23,9%; 47,8% y 71,7% respectivamente.

En este caso, el cromosoma que representa las variables del estudio está compuesto por 3, 5 o 7 genes, dependiendo del número de unidades de generación a introducir, que representan la cargabilidad del sistema, la localización óptima de las unidades de generación y la inyección óptima de potencia reactiva en el sistema, respectivamente. El tamaño de la población empleada en la validación es de 50 individuos, con una probabilidad de cruce del 80% y de mutación del 0,1%. El máximo número de generaciones se establece en 100.

La Tabla 4.12 muestra los resultados de las simulaciones del AG para el caso 2. Se puede observar que la ubicación óptima de las unidades de generación depende del número de unidades que vayan a ser introducidas en el sistema, es decir, del grado de penetración. Así, los puntos de conexión seleccionados para la incorporación de tres unidades de generación distribuida (nudos 10, 23 y 26) difieren de los seleccionados para la ubicación de dos unidades (nudos 11 y 25), y estos, a su vez, del punto de conexión óptimo para una unidad de generación (nudo 27), aunque hay que indicar que los nudos 10 y 11 se encuentran próximos así como los nudos 23-25-26 y 27. También podemos apreciar que el aumento del grado de penetración de las pequeñas unidades de generación distribuida en el sistema mejora notablemente la máxima cargabilidad del mismo; la mejor situación corresponde al tercer caso, incorporación de 3 unidades de generación, que permite un incremento del 74% de la carga suministrada sobre la carga base del sistema.

La Figura 4.16 muestra el perfil de tensiones de la red de estudio para la situación base y los 3 casos de estudio de este apartado: incorporación de una, dos o tres unidades de generación. Del análisis de esta gráfica podemos concluir que el aumento del grado de penetración de unidades de GD con capacidad de potencia reactiva permite disminuir la dispersión del perfil de tensiones de la red.

Tabla 4.12 Resultados del AG para el caso 2.

<i>Caso</i>	$\lambda_{lim.}$	<i>Nudo_{SVC}</i>	Q_{SVC} (Mvar)
1 Sin GD	0	-	-
2 Una GD y un SVC	0,06	27	2,77
3 Dos GD y dos SVC	0,30	11	2,95
		25	2,79
4 Tres GD y SVC	0,74	10	2,15
		23	2,45
		26	2,71

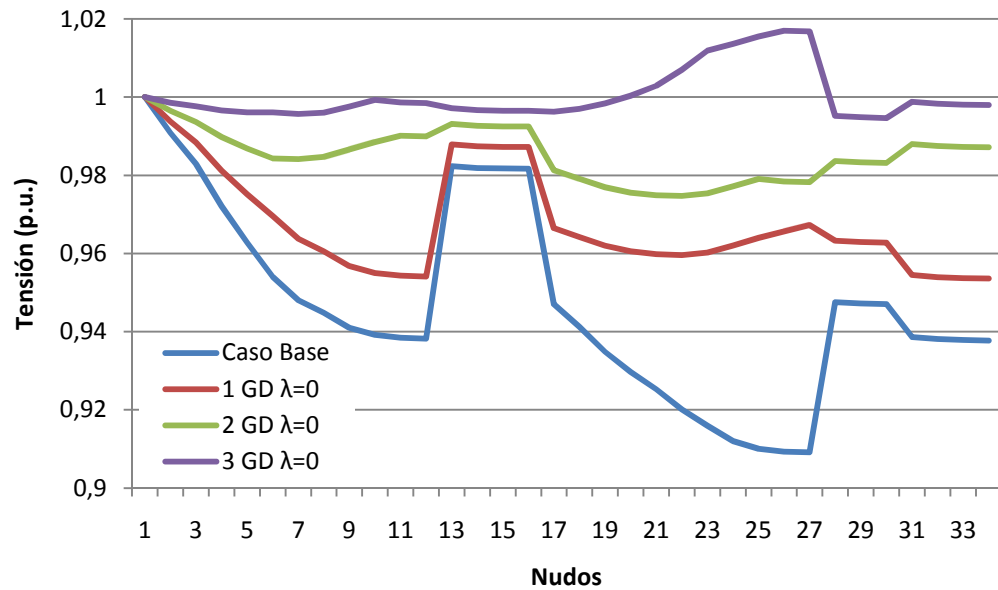


Figura 4.16 Perfil de tensiones del caso 2.

La Figura 4.17 muestra el perfil de tensiones, en condiciones de máxima cargabilidad para cada uno de los casos de estudio de esta sección. Podemos observar como el algoritmo trata de determinar la máxima carga en base a la restricción impuesta por los límites de operación del sistema. Las tres soluciones propuestas por el AG implican un perfil de tensiones en el que, al menos uno de los nudos del sistema se encuentra en situación límite de operación.

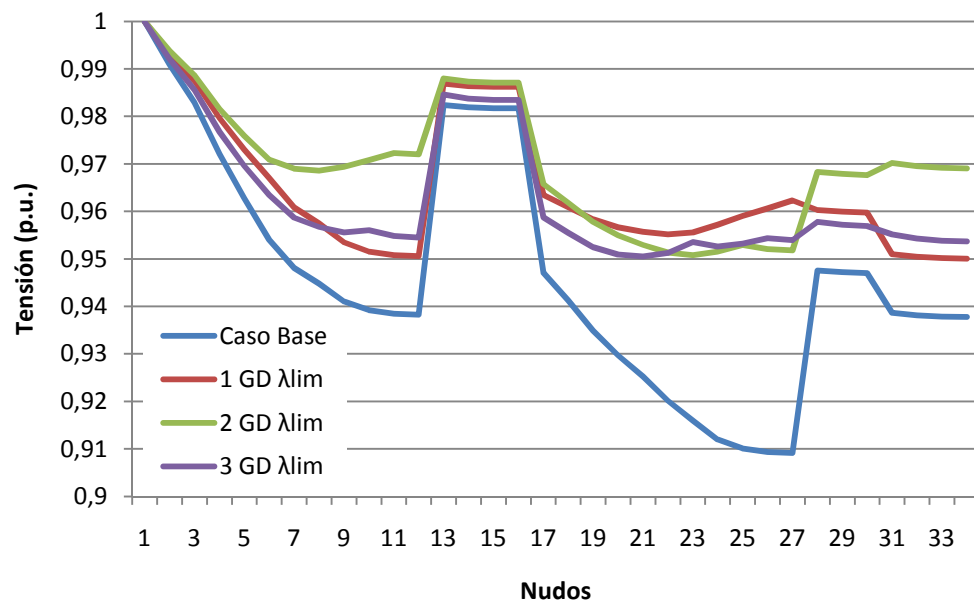


Figura 4.17 Perfil de tensiones para carga máxima del caso 2.

Por último, la Figura 4.18 muestra el estudio de estabilidad del sistema de 34 nudos, para los tres grados de penetración propuestos, mediante el empleo de las curvas P-V. Podemos observar que: a mayor grado de penetración mayor desplazamiento de la curva P-V hacia la derecha, y por lo tanto mayor distancia entre el punto de funcionamiento habitual y el punto de colapso de tensiones. Se

puede apreciar que la incorporación de tres unidades de generación aumenta notablemente el margen de estabilidad.

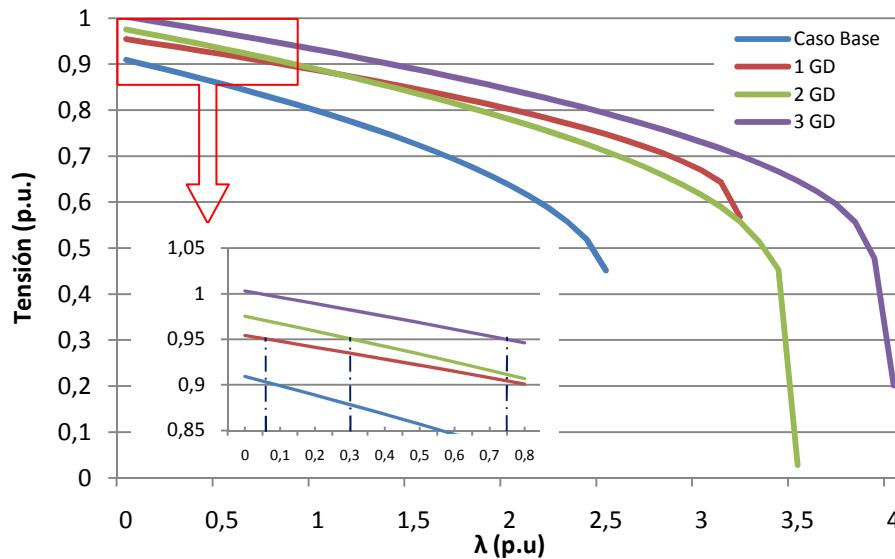


Figura 4.18 Curvas P-V para el caso 2.

De la validación y análisis del algoritmo propuesto para la resolución del problema de optimización de la carga de sistemas de potencia podemos concluir:

- La determinación de la inyección óptima de reactiva por parte de las unidades de generación de reactiva, asociadas a las unidades de generación distribuida, permite mejorar considerablemente el perfil de tensiones de la red disminuyendo la dispersión del mismo y centrando su valor medio en torno a 1 p.u.
- La localización óptima de los puntos de conexión de las nuevas unidades de generación que se van a introducir en los sistemas de potencia mejora la cargabilidad del sistema desplazando las curvas P-V hacia la derecha con el consiguiente incremento del margen de estabilidad de tensión.
- La elección óptima de la localización de las unidades de generación conlleva una mejora en el grado de penetración de las nuevas tecnologías en el sistema eléctrico respetando los límites de operación.

4.9 Algoritmo genético multiobjetivo para maximizar la cargabilidad y el grado de penetración

En el apartado anterior se ha demostrado la eficacia del AG desarrollado para maximizar la cargabilidad del sistema y se ha comprobado como la incorporación de múltiples unidades de generación mejora el perfil de tensiones de la red. Partiendo de este hecho, el siguiente paso es analizar cuál es el grado de penetración óptimo que puede presentar una red eléctrica.

4.9.1 Planteamiento del problema

El problema de optimización planteado en esta sección trata de maximizar la cargabilidad del sistema y el grado de penetración de la generación distribuida bajo condiciones de estabilidad de tensión y seguridad de red. Nos enfrentamos, por tanto, a un problema de optimización multiobjetivo (carga y grado de penetración) que podemos expresar de la siguiente manera:

$$\text{Min } F(y) = 1/2 * (1 - f(y)) + 1/2 * (1/g(y)) \quad (4.17)$$

Sujeto a:

- Restricciones de igualdad correspondientes a las ecuaciones del flujo de cargas (4.3)-(4.9)

Restricciones de desigualdad:

$$V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max} \quad n = 1, 2, \dots, N_B \quad (4.18)$$

$$P_{gi,\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi,\max} \quad k = 1, 2, \dots, N_G \quad (4.19)$$

$$Q_{Ci,\min} \leq Q_{Ci} \leq Q_{Ci,\max} \quad k = 1, 2, \dots, N_G \quad (4.20)$$

$$PC_{gi,\min} \leq PC_{gi} \leq PC_{gi,\max} \quad k = 1, 2, \dots, N_G \quad (4.21)$$

Donde:

- $f(y) = \lambda$, coeficiente de cargabilidad del sistema.
- $g(y) = \frac{\sum_{i=1}^n P_{GD_i}}{P_{carga}}$, es el grado de penetración del sistema calculado como la relación entre la potencia nominal de las unidades de generación distribuida a introducir y la potencia activa consumida por las cargas.
- N_B es el número de nudos del sistema de potencia.
- N_G es el número de unidades de generación introducidas en el sistema.

Los coeficientes de ponderación en la función multiobjetivo se han seleccionado de manera que no exista prioridad entre los objetivos individuales a la hora de establecer la ubicación óptima.

4.9.2 Programación del AG

Puesto que este nuevo problema de optimización es una evolución del estudiado en el apartado 4.5, el esquema de pseudocódigo, la definición de los cromosomas y la elección de los operadores genéticos y criterios de parada siguen siendo válidos. La principal diferencia reside en el factor de penalización de los individuos no factibles. Para el planteamiento multiobjetivo, el valor de aptitud asociado a los fenotipos no factibles es 10. Podemos resumir las condiciones en las que se realiza la programación de la siguiente forma:

- La codificación de los cromosomas se realiza mediante cadenas de $1+2*N_G$ genes, siendo N_G el número de unidades de generación a introducir.
- La población inicial se genera de forma aleatoria.

- La selección se realiza mediante el método de la ruleta.
- El método de cruzamiento es monopunto, con una probabilidad del 80%.
- La probabilidad de mutación es del 0,1%.
- Los criterios de parada son dos: máximo número de generaciones y tolerancia entre soluciones consecutivas.
- El valor de aptitud asignado a las soluciones no factibles es 10.

4.9.3 Caso 3: maximización de carga y grado de penetración. Aplicación a red IEEE de 34 nudos

El objetivo del estudio es determinar la ubicación óptima de cuatro unidades de generación, así como la inyección de potencia reactiva de cada unidad, para maximizar la cargabilidad del sistema y el grado de penetración en la red de distribución IEEE de 34 nudos modificada representada en la Figura 4.11.

Las unidades de generación distribuida a introducir en el sistema tienen una potencia nominal de 1,5 MW con capacidad de inyección de potencia reactiva máxima de 2,25 Mvar.

Los resultados del AG se muestran en la Tabla 4.13 y Tabla 4.14.

Tabla 4.13 Resultados caso 3: Máxima cargabilidad y penetración.

$\lambda_{lim.}$	% penetración
0,62235	70,09

Tabla 4.14 Resultados caso 3: Puntos de conexión, potencias activas y reactivas inyectadas.

<i>PC1</i>	<i>P1</i> (MW)	<i>Q1</i> (Mvar)	<i>PC2</i>	<i>P2</i> (MW)	<i>Q2</i> (Mvar)	<i>PC3</i>	<i>P3</i> (MW)	<i>Q3</i> (Mvar)	<i>PC4</i>	<i>P4</i> (MW)	<i>Q4</i> (Mvar)
10	1,49	1,8	25	1,5	1,72	21	1,44	1,94	22	1,42	2

La solución propuesta por el AG para el problema planteado establece que las unidades de generación deberían conectarse en los nudos 10, 25, 21 y 22, con una potencia máxima de generación de activa y reactiva de 1,49 MW, 1,5 MW, 1,44 MW, 1,42 MW, 1,8 Mvar, 1,72 Mvar, 1,94 Mvar y 2 Mvar respectivamente. Bajo esta situación de generación la máxima carga que puede ser abastecida respetando los límites de funcionamiento es de 13,53 MW y 8,59 Mvar, lo que representa un incremento de la carga del 62,23 %. El grado de penetración máximo que se puede alcanzar es del 70,1%.

La Figura 4.19 muestra el perfil de tensiones de la solución dada por el AG para el estudio multiobjetivo propuesto, carga base y máxima cargabilidad, en comparación con el perfil de tensiones de la red inicial.

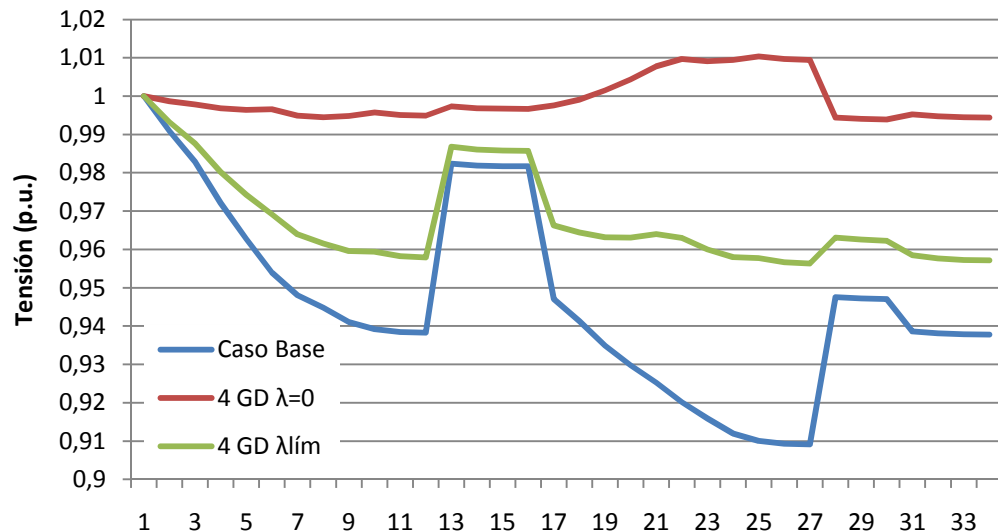


Figura 4.19 Perfil de tensiones del caso 3.

A partir de los resultados obtenidos de la aplicación del AG diseñado para maximizar la carga suministrada de un sistema eléctrico y el grado de penetración de las unidades de generación distribuida se puede concluir que: la localización óptima de fuentes de generación distribuida supone una mejora en el volumen de carga abastecida por el sistema en condiciones normales de funcionamiento y respetando los límites de operación establecidos en la legislación del sector eléctrico. La ubicación óptima de la generación distribuida, respetando las áreas de influencia del recurso empleado en la generación de energía eléctrica, permite aumentar la potencia nominal de las instalaciones a conectar. La elección óptima de la potencia reactiva inyectada por las unidades de generación mejora considerablemente el perfil de tensiones del sistema eléctrico de estudio.

4.10 Síntesis

En este capítulo se recoge una extensa revisión sobre la técnica metaheurística de los algoritmos genéticos. Estos algoritmos se basan en la teoría de la evolución de las especies de Darwin. Los AG trabajan con una población de posibles soluciones que evoluciona mediante los mecanismos de selección, mutación y cruce, principalmente.

Para facilitar el entendimiento del mecanismo de estos algoritmos se muestra un ejemplo paso a paso para la localización de una unidad de compensación de reactiva.

A continuación, se desarrolla un AG para maximizar la cargabilidad de un sistema de potencia mediante la localización óptima de varias unidades de generación distribuida. Dicho algoritmo se prueba en la red de distribución IEEE de 34 nudos. A continuación, se modifica dicho algoritmo para optimizar una función multiobjetivo en la que intervienen la cargabilidad del sistema y el grado de penetración de generación distribuida. Se comprueba que los AG son válidos para resolver problemas multiobjetivo.

CAPÍTULO 5

MODELADO DE FUENTES DE GENERACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

La estabilidad de tensión y la gestión de potencia reactiva en sistemas eléctricos requieren de unidades que ofrezcan una regulación de potencia reactiva dinámica según las necesidades de la red.

En este capítulo se analizan los modelos de los SVC que permiten realizar una regulación de tensión en el punto de conexión o en terminales de parques eólicos de velocidad fija.

En el caso de parques eólicos de velocidad variable formados por generadores asíncronos doblemente alimentados, se desarrolla el modelo que permite determinar la máxima capacidad de inyección de potencia reactiva que puede ofrecer el parque para cada punto de funcionamiento.

5.1 Códigos de conexión a red de generadores eólicos

Debido al auge experimentado por la producción de electricidad a partir de la energía eólica en los últimos años, los operadores de los sistemas eléctricos han desarrollado una serie de requerimientos de conexión a red de esta tecnología, recogidos en lo que se conoce como códigos de red, [92] - [102]. Entre los requerimientos técnicos más importantes se encuentran: la regulación de la potencia activa y control de frecuencia; la regulación de la potencia reactiva y factor de potencia; la regulación de tensión; los límites de operación en cuanto a tensión y frecuencia se refiere; y el comportamiento de los parques eólicos ante perturbaciones en la red, como por ejemplo, huecos de tensión.

El objetivo de los códigos de conexión es establecer unos requisitos de operación que favorezcan la integración de la generación eólica en los sistemas eléctricos, como por ejemplo: mejorar la estabilidad de la red, minimizar la desconexión de los mismos tras una perturbación, y que proporcionen unas características de operación semejantes a las de las plantas de generación convencionales.

La capacidad de regulación de la potencia reactiva, por parte de los generadores eólicos, se recoge en la mayoría de los códigos de conexión existentes con el objetivo de realizar el control de la tensión en el punto de conexión del parque eólico a la red, o incluso en un nudo alejado. La Figura 5.1 y Figura 5.2 reflejan los requerimientos técnicos relacionados con el factor de potencia de los generadores eólicos en función de la potencia activa suministrada por los mismos, y de la tensión en el punto de conexión, para la mayoría de los códigos de conexión.

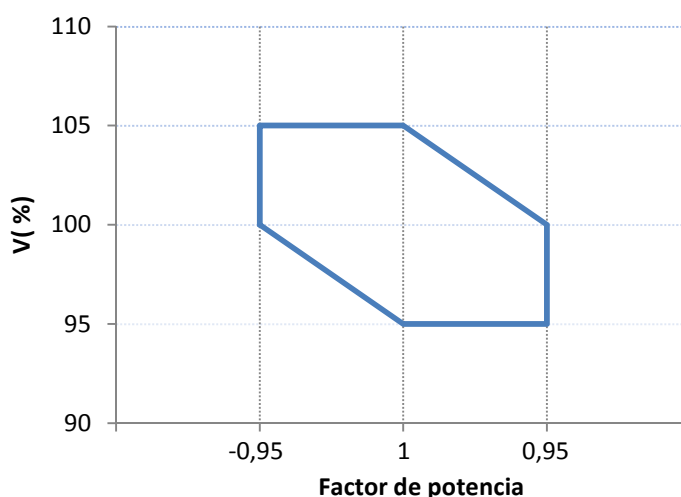


Figura 5.1 Requerimientos típicos para el factor de potencia en función de la tensión.

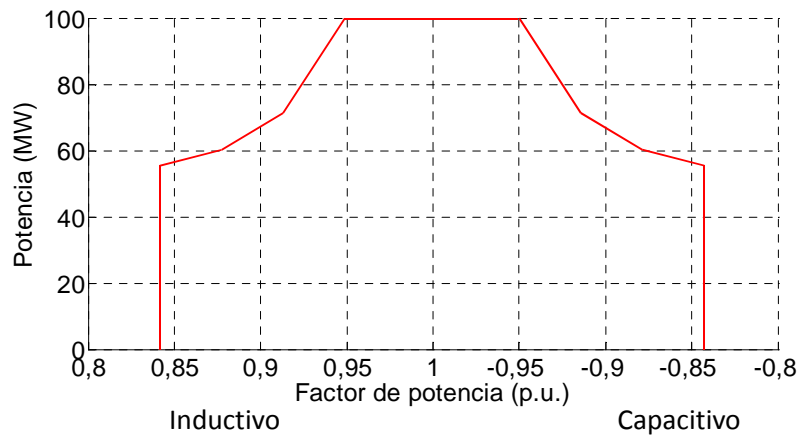
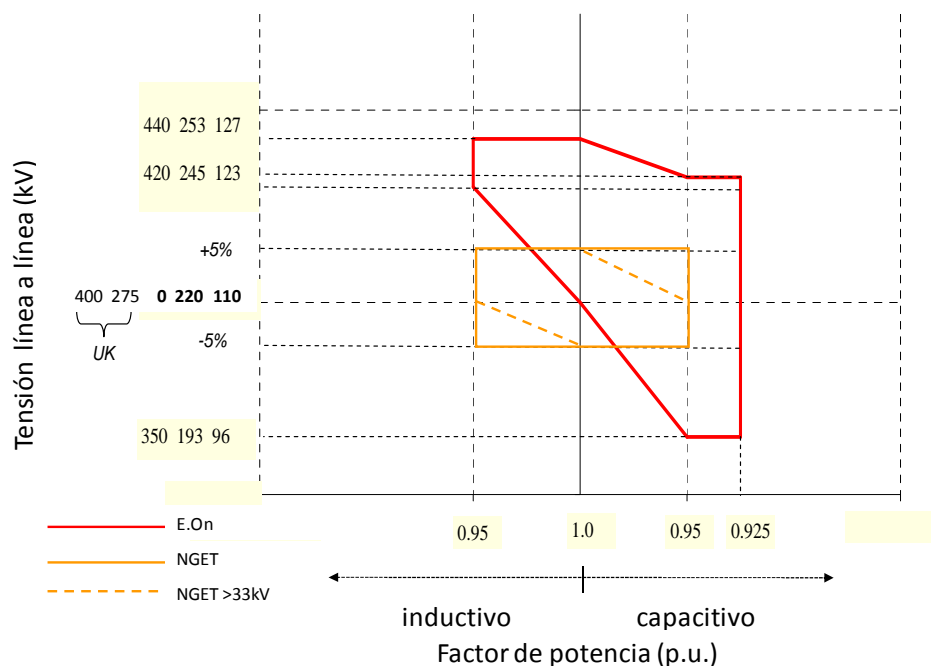


Figura 5.2 Potencia activa de los generadores eólicos en función del factor de potencia.

Los códigos de conexión a red exigen a los generadores eólicos un comportamiento frente a variaciones de la tensión semejante al de los generadores convencionales.



códigos de red ingleses establece que los parques eólicos deben disponer de un sistema automático de control de la tensión en el punto de conexión del parque. Finalmente, los códigos irlandeses ESB [94], establecen un valor de referencia para la tensión en el punto de conexión de los parques eólicos.

La Figura 5.4 muestra los requerimientos de los códigos ESB y NGET para la variación de la capacidad de aporte de potencia reactiva. La zona delimitada por los puntos A, B, C y D (línea roja) corresponde a los requerimientos irlandeses, para la capacidad de potencia reactiva en función del factor de potencia. El punto A corresponde a un aporte de potencia con un factor de potencia 0,95 capacitivo mientras que el punto B corresponde a un funcionamiento con factor de potencia 0,95 inductivo. Los puntos C y D establecen el factor de potencia para un aporte de potencia reactiva del $\pm 5\%$, y el punto E para el 12% de la capacidad nominal. Si observamos el comportamiento requerido por el código irlandés (línea roja), se comprueba que los aerogeneradores deben suministrar al menos el 50% de su potencia nominal para factor de potencia 0.835 inductivo o capacitivo.

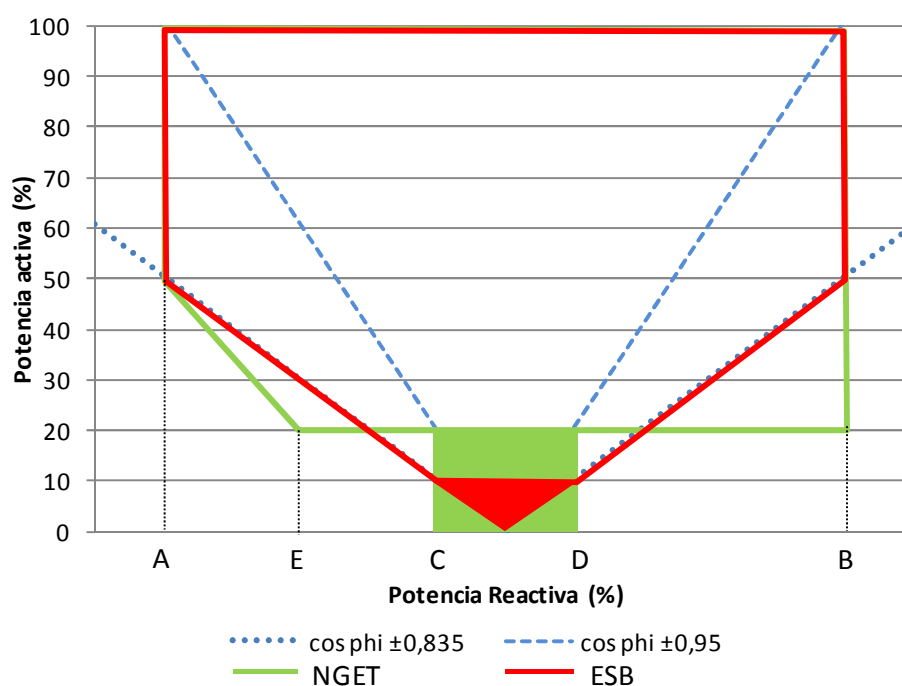


Figura 5.4 Requerimientos de los códigos de conexión ingleses e irlandeses.

El código Nordel [95] especifica que los aerogeneradores deben disponer de un control de la potencia reactiva de salida para regular la tensión en el punto de conexión.

En los códigos Eltra [96] y [97], la potencia reactiva inyectada por los generadores debe poder variarse en la banda mostrada en la Figura 5.5. Las líneas corresponden a un factor de potencia 0,995. El control de potencia reactiva se puede realizar de manera individual en cada máquina o a nivel de parque.

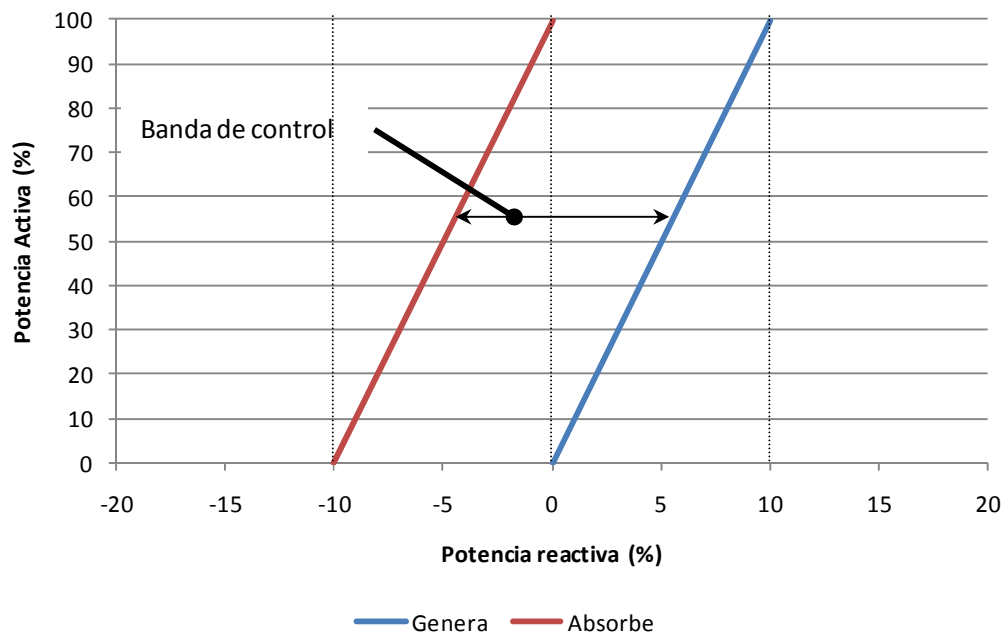


Figura 5.5 Requerimientos del código Eltra.

Los códigos belgas [98] establecen que los parques eólicos con una capacidad superior a 25 MW deben ser capaces de controlar la potencia reactiva en el intervalo comprendido entre el -10% y el 45% de su capacidad, es decir, deben ser capaces de absorber o inyectar potencia reactiva en el sistema.

Hydro Quebec [99] establece que, aquellos parques eólicos con capacidad superior a 10 MW, deben estar dotados de un control automático de la tensión que pueda operar en el intervalo correspondiente a factores de potencia 0,95 inductivo o capacitivo. Este código reitera, además, la necesidad de que los parques eólicos contribuyan al control de tensión tanto en estados de funcionamiento normal del sistema como ante variaciones dinámicas del mismo. El código canadiense AESO [100] prescribe que la regulación de tensión y potencia reactiva por parte de los parques eólicos se debe realizar en el lado de baja tensión de los transformadores de conexión a red. La Figura 5.6 muestra los requerimientos, en cuanto a potencia reactiva se refiere, del código de conexión AESO canadiense. Se distinguen dos zonas: la correspondiente a un funcionamiento continuo del sistema, en la que el rango de variación del factor de potencia se sitúa en el intervalo $-0,95 - 0,9$, y una segunda zona donde el comportamiento de la potencia reactiva es dinámico, en el que el intervalo de variación del factor de potencia es $-0,985 - 0,95$.

La Figura 5.7 muestra un resumen de los requerimientos relacionados con el factor de potencia para los códigos de conexión a red de los diferentes estados analizados.

El cumplimiento de los requerimientos técnicos de conexión a red de los aerogeneradores de velocidad fija, en cuanto a regulación de potencia reactiva, se consiguen mediante la conexión de dispositivos FACTS en los terminales de las máquinas o del parque eólico. Para el caso de las máquinas asíncronas doblemente alimentadas, el control de potencia reactiva se puede realizar mediante el control de los convertidores electrónicos de conexión a red.

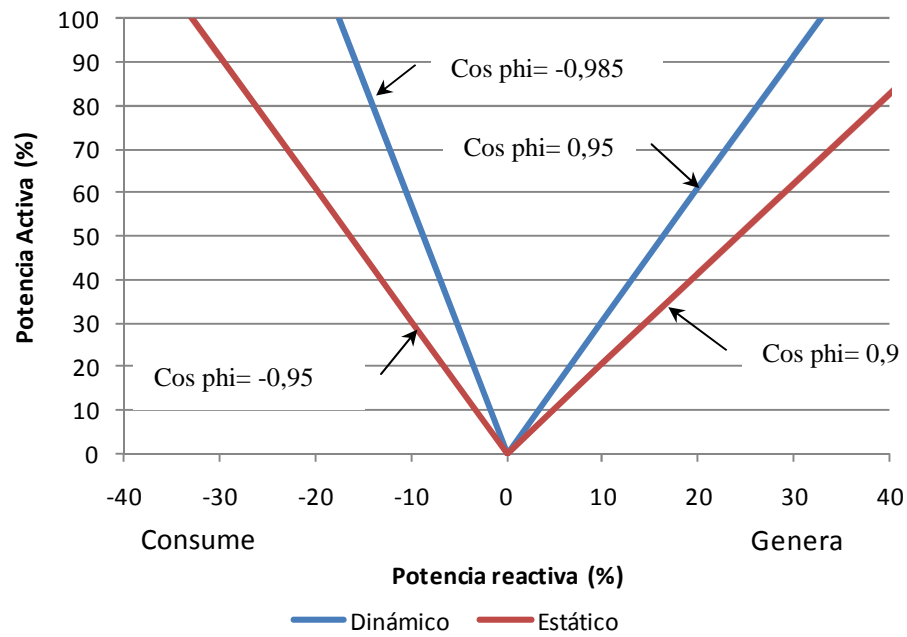


Figura 5.6 Requerimientos del código AESO [100].

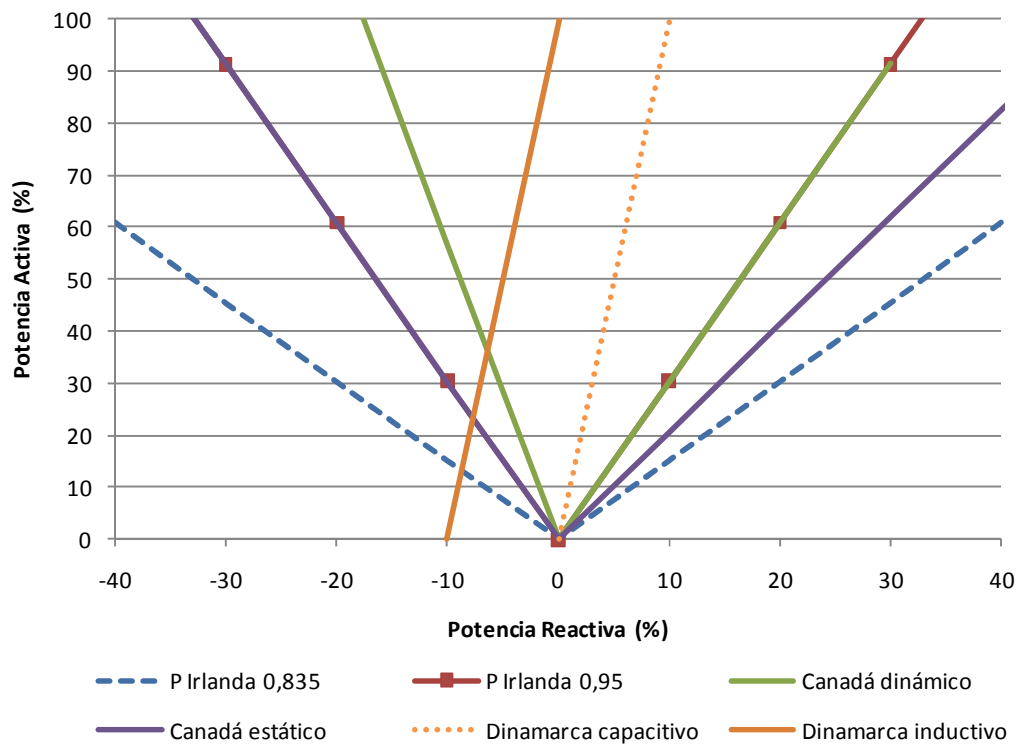


Figura 5.7 Resumen de requerimientos de los diferentes códigos de conexión.

5.2 Modelos de Compensadores estáticos de potencia

En los estudios estáticos de estabilidad de tensión, se emplean modelos del SVC, en régimen permanente, que describen el comportamiento del dispositivo a la frecuencia fundamental, incluyendo el control y los límites de operación del mismo.

La configuración más común de los SVC corresponde a un condensador fijo conectado en paralelo con un núcleo controlado por tiristores, TCR (*Thyristor Controlled Reactor*) [103]. La Figura 5.8 muestra el esquema fundamental de un TCR.

El núcleo central de los TCR está compuesto por una inductancia fija (L) y un conjunto de tiristores en antiparalelo, que constituyen los elementos de control del dispositivo. Como se puede ver en la Figura 5.9, para ángulos de disparo de los tiristores de 90° , el dispositivo ofrece su máxima capacidad de inyección de corriente. Esta condición de funcionamiento corresponde a la situación en la que la tensión sobre la inductancia es máxima y los tiristores se encuentran cortocircuitados.

En el modelo actual se va a despreciar la resistencia de la inductancia [104].

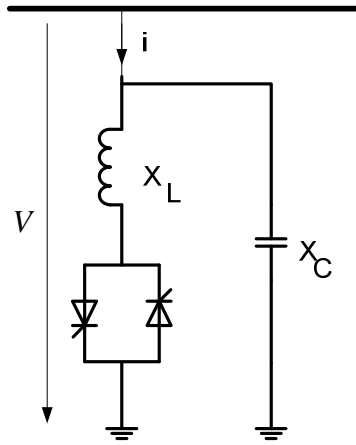


Figura 5.8 Esquema de reactancia controlada por tiristores (TCR).

La corriente instantánea suministrada por los SVC viene dada por:

$$I = \begin{cases} \frac{V}{X_L} (\cos \alpha_{svc} - \cos \omega t) & \alpha_{svc} \leq \omega t < \alpha_{svc} + \epsilon \\ 0 & \alpha_{svc} + \epsilon \leq \omega t < \alpha_{svc} + \pi \end{cases} \quad (5.1).$$

Donde:

V es la tensión del SVC en el punto de conexión.

X_L es la inductancia total del SVC.

α_{svc} es el ángulo de disparo.

ϵ es el ángulo de conducción del SVC que viene dado por:

$$\epsilon = 2(\pi - \alpha_{svc}) \quad (5.2)$$

La Figura 5.9, Figura 5.10 y Figura 5.11 muestran las formas de onda de la corriente de un dispositivo TCR para diferentes ángulos de disparo del núcleo del TCR y de conducción.

La corriente de salida de los SVC es función del ángulo de disparo de los tiristores. Así, la máxima corriente se obtiene para un ángulo de disparo de 90° , mientras que ángulos de disparo entre 90° y 180° , suponen un aporte de corriente parcial; ángulos de disparo comprendidos entre 0 y 90° no están permitidos, ya que provocan corrientes asimétricas con un alto componente de corriente continua. El aumento del ángulo de disparo permite disminuir el contenido en armónicos de la corriente fundamental. Esto es equivalente a aumentar la inductancia del dispositivo, reduciendo su aporte de reactiva y su corriente. A medida que aumenta la componente fundamental de la frecuencia, el comportamiento del TCR se asemeja al de un compensador estático.

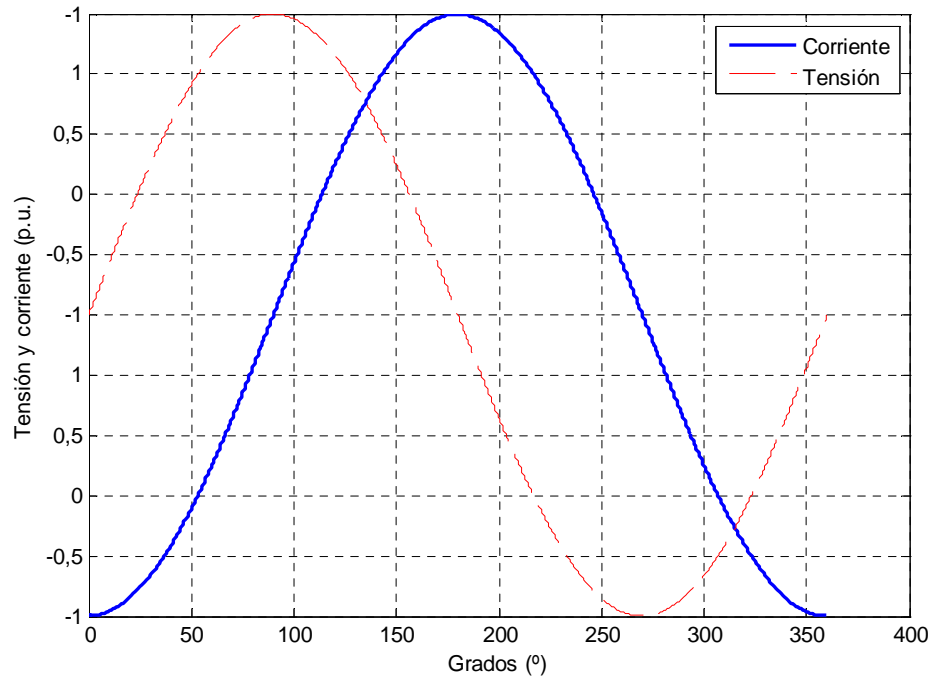


Figura 5.9 Onda de corriente para un dispositivo TCR, $\alpha_{svc}=90^\circ$.

La componente fundamental de la corriente, a frecuencia fundamental, se obtiene a partir de un análisis de Fourier, (5.3), o en su forma reducida (5.4):

$$I_1 = \frac{2(\pi - \alpha_{svc}) + \sin 2\alpha_{svc}}{\pi X_L} V \quad (5.3)$$

Que se puede expresar como:

$$I_1 = B_{svc}(\alpha_{svc})V \quad (5.4)$$

Donde:

$$B_{SVC}(\alpha_{SVC}) = \frac{2(\pi - \alpha_{SVC}) + \sin 2\alpha_{SVC}}{\pi X_L} \quad (5.5).$$

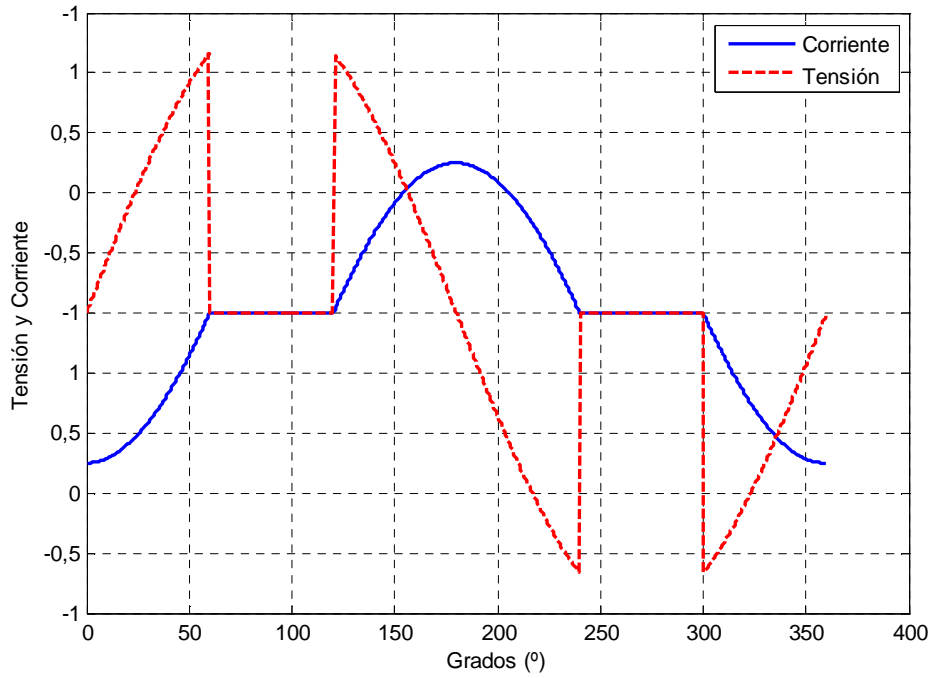


Figura 5.10 Onda de corriente para un dispositivo TCR, $\alpha_{SVC}=120^\circ$.

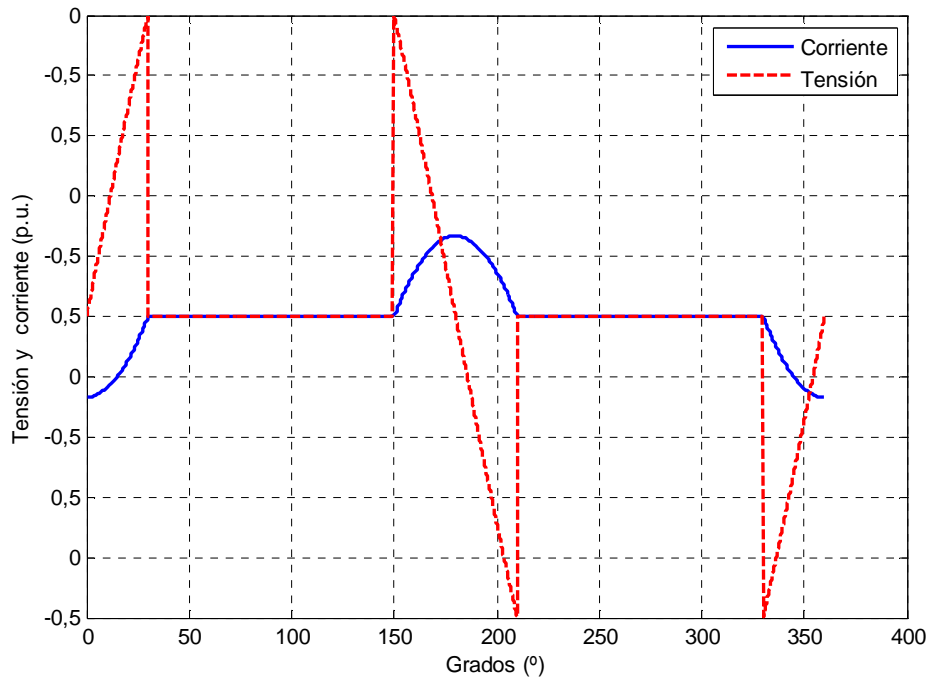


Figura 5.11 Onda de corriente para un dispositivo TCR, $\alpha_{SVC}=150^\circ$.

El valor máximo de B_{SVC} es $1/X_L$, que corresponde a un ángulo de conducción de 180° , condición de conducción máxima del grupo de tiristores. El valor mínimo de B_{SVC} es 0 y se obtiene para ángulo de conducción nulo, o ángulo de disparo 180° , Figura 5.12. Ángulos de disparo de los tiristores por debajo de 90° no están permitidos ya que la onda de corriente es asimétrica con una componente de continua elevada.

Generalmente en los estudios de flujo de carga, los TCR se representan por una susceptancia variable en función de los límites de potencia reactiva y tensión en el punto de conexión de la misma. Sin embargo, esta representación no es completamente correcta, ya que no tiene en cuenta los límites físicos de operación del dispositivo, es decir, los límites impuestos por el ángulo de disparo de los tiristores.

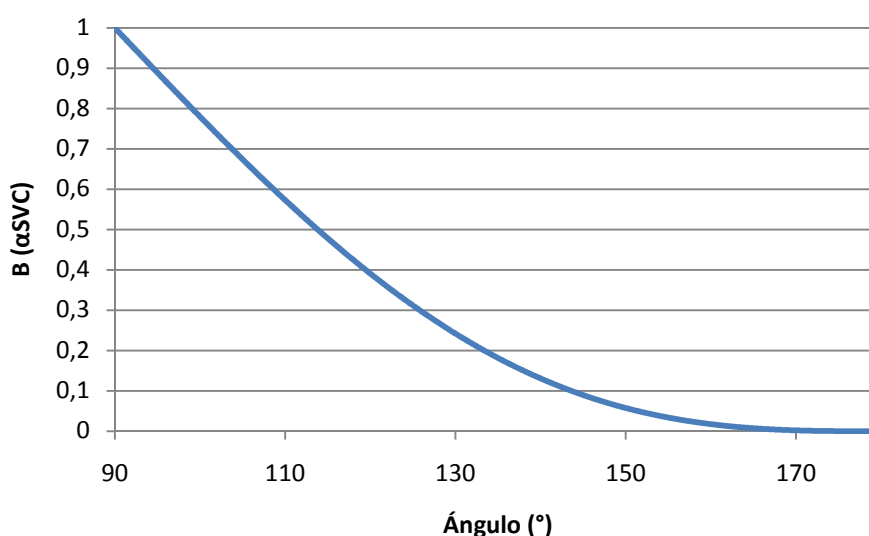


Figura 5.12 Ley de control de los TCR.

A partir de lo expuesto anteriormente, resulta imprescindible introducir el ángulo de disparo de los tiristores de los SVC entre las variables de control de los sistemas de potencia provistos de dichos dispositivos.

La ley que regula el control de la tensión en un dispositivo SVC se puede expresar mediante la característica tensión-corriente:

$$V = V_{ref} + X_{SL}I \quad (5.6)$$

Valores típicos de X_{SL} están comprendidos en el intervalo 0,02-0,05 p.u., referida a la base del SVC. En condiciones de límite de tensión, el SVC se transforma en una reactancia fija. El control de tensión en los SVC se realiza en un rango del 10%.

La Figura 5.13 muestra la curva característica de un SVC, donde se ha considerado que el rango de funcionamiento inductivo y capacitivo del dispositivo son iguales, y la corriente del SVC está expresada en p.u. con respecto al máximo valor de la corriente del dispositivo.

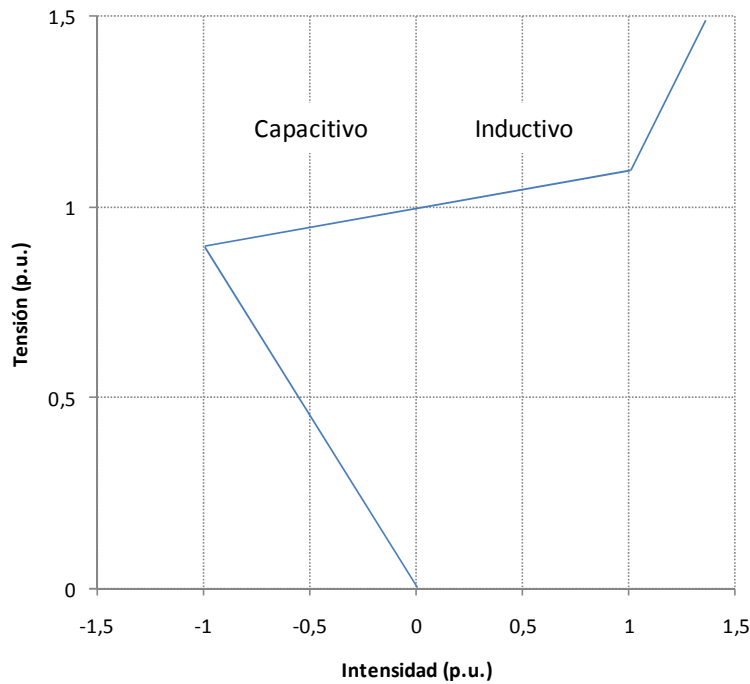


Figura 5.13 Curva característica de un SVC.

La potencia reactiva proporcionada por los TCR se puede calcular, entonces, mediante la expresión (5.7):

$$Q_{svc}(\alpha_{svc}) = \frac{V^2}{X_C} - V^2 B_{svc}(\alpha_{svc}) \quad (5.7)$$

5.3 Aerogeneradores de velocidad fija

Los primeros sistemas eólicos estaban formados por aerogeneradores de velocidad fija. En este tipo de sistemas se emplean generadores asíncronos de jaula de ardilla directamente conectados a la red por lo que la velocidad de giro de la máquina viene impuesta por la frecuencia de la red a la que se encuentra conectada. Puesto que la frecuencia de los sistemas de potencia es fija, o varía en un rango muy pequeño, la velocidad de giro de la máquina es prácticamente fija, pudiendo variar en un rango del 1%. La rigidez en la velocidad de giro, junto con la gran dependencia de la potencia y el par mecánico con la velocidad del viento, provoca en estos sistemas perturbaciones de la potencia inyectada en la red y sobreesfuerzos en los elementos mecánicos de la máquina.

Uno de los problemas que presentan estos sistemas es el consumo de potencia reactiva de la máquina. Para mejorar el factor de potencia se emplean sistemas de compensación de potencia reactiva a nivel de aerogenerador o parque. Entre los sistemas de compensación de reactiva más extendidos se encuentran los bancos de condensadores con varios escalones de conexión o los SVC, dispositivos controlados por tiristores.

La Figura 5.14 muestra el esquema básico de un aerogenerador de velocidad fija. En los sistemas de velocidad fija, directamente acoplados a red, es necesario emplear una caja multiplicadora para adecuar la velocidad de giro de la turbina a la velocidad de giro del generador.

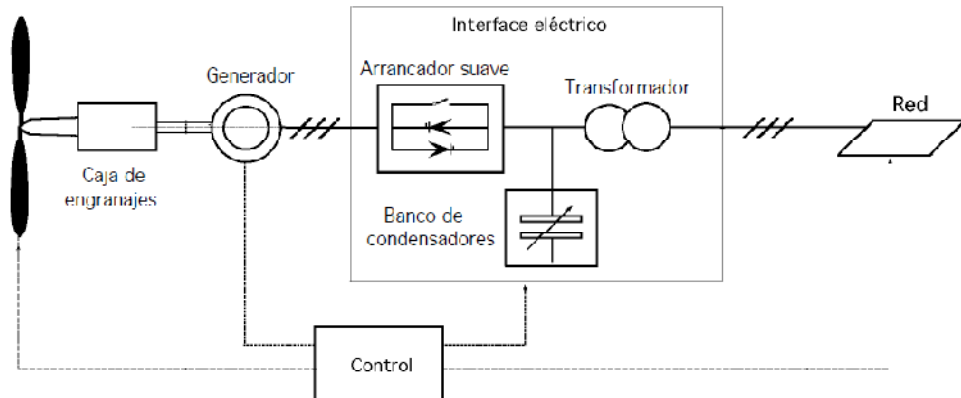


Figura 5.14 Esquema de aerogenerador de velocidad fija.

5.4 Aerogeneradores de velocidad variable

Los aerogeneradores de velocidad variable conectan la máquina a la red mediante convertidores electrónicos. Los convertidores actúan como variadores de frecuencia que permiten modificar o adecuar la velocidad de giro de la máquina a la velocidad del viento incidente en las palas.

El generador asíncrono doblemente alimentado es el más utilizado en los sistemas de velocidad variable. Esta topología está formada por una máquina asíncrona de rotor bobinado y dos convertidores trifásicos con transistores IGBT con un enlace de continua, como se muestra en la Figura 5.15. En estos generadores, el estator está conectado directamente a la red a través de un transformador, mientras que el rotor se alimenta a través de un convertidor en cascada (rectificador-inversor con conexión back to back). El convertidor del lado del rotor (rectificador) puede excitar los devanados del rotor con una frecuencia variable, lo que permite absorber las variaciones de la velocidad de rotación, a la vez que regula el par y la potencia del generador. El convertidor del lado de red (inversor) opera en sincronismo con la red transfiriendo tanto la potencia activa como la reactiva. Al controlar la corriente del lado de red, se controla la potencia activa de salida del generador mediante la corriente directa del estator ligada al flujo del estator. Por otro lado, el control de la corriente del convertidor del lado del rotor, permite controlar la potencia reactiva inyectada por el generador mediante la componente en cuadratura de la intensidad ligada al par. En este esquema, la potencia entregada por el rotor es directamente proporcional al deslizamiento de la máquina. Puesto que el deslizamiento se encuentra dentro del margen del $\pm 30\%$, el convertidor está diseñado para volcar en la red el 30% de la potencia de la máquina.

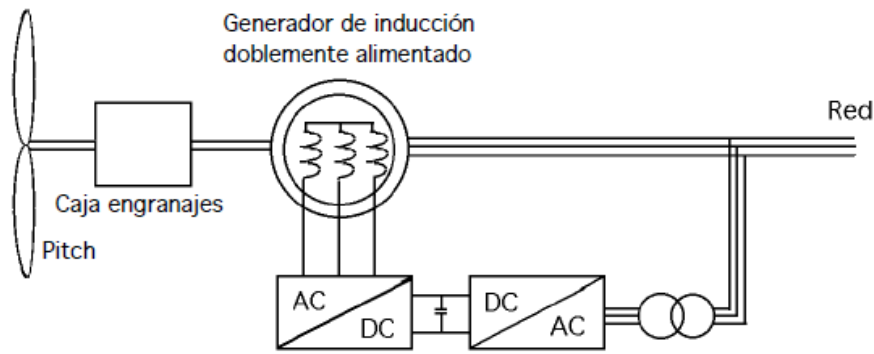


Figura 5.15 Esquema de sistema de velocidad variable con generador asíncrono doblemente alimentado.

5.5 Potencia mecánica extraíble del viento y estrategia de control de aerogeneradores

La potencia que se puede extraer del viento viene definida por la siguiente relación:

$$P_{eólica} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (5.8)$$

Donde ρ representa la densidad del aire, v la velocidad del viento, A el área barrida por las palas.

El límite de Betz establece que cualquier sistema de aprovechamiento del recurso eólico puede transformar como máximo un 59,3% de la potencia indicada en (5.8). El factor que relaciona la potencia mecánica desarrollada por la turbina en el eje de baja velocidad y la potencia disponible en el viento, $P_{eólica}$, se denomina coeficiente mecánico de potencia, C_p . Este coeficiente se puede interpretar como el rendimiento que presenta el rotor eólico y depende fundamentalmente de la velocidad del viento, de la velocidad de giro de la turbina y del ángulo de calado de las palas. Reduciendo esta dependencia a dos parámetros adimensionales, se puede decir que el coeficiente mecánico de potencia depende del ángulo de paso de pala, ξ , y el coeficiente de velocidad específica, λ_v , que es la relación entre la velocidad lineal en la punta de la pala y la velocidad del viento incidente, [105].

Teniendo en cuenta el rendimiento del sistema mecánico del aerogenerador, η_m , formado por los cojinetes, cierres de contacto del eje y la caja multiplicadora; y el rendimiento eléctrico del generador, η_e , se define un nuevo coeficiente conocido como coeficiente de potencia eléctrico

$$C_{pe}(\lambda_v, \xi) = C_p(\lambda_v, \xi) \eta_m \eta_e \quad (5.9)$$

Finalmente, la potencia del aerogenerador se obtiene según la expresión:

$$P_{mecánica} = \frac{1}{2} \rho C_{pe}(\lambda_v, \xi) A v^3 \quad (5.10)$$

Puesto que el coeficiente de potencia depende de la velocidad de la punta de la pala y la velocidad del viento según la expresión (5.11), donde R es la longitud de la pala y ω es la velocidad angular de la pala, se puede deducir fácilmente que para extraer la máxima potencia de un viento dado, la velocidad de giro de la turbina debe ser proporcional a la velocidad de giro del viento según la expresión (5.12), donde $\omega_{\text{óptimo}}$ es la velocidad óptima o velocidad de máxima potencia.

$$\lambda_v = \frac{R\omega}{v} \quad (5.11)$$

$$\omega_{\text{óptimo}} = \frac{\lambda_{\text{óptimo}} v}{R} \quad (5.12).$$

Sustituyendo la expresión del viento, v , obtenida de (5.12) en (5.10) se obtiene que la potencia máxima obtenida por el aerogenerador se puede expresar en función de la velocidad angular de las palas:

$$P_{\text{mecánica}} = K_s \omega^3 \quad (5.13)$$

La Figura 5.16 muestra una estrategia de control típica para estado estacionario, en la que la velocidad de la turbina se puede expresar en función de la potencia mecánica según (5.14), en la que los parámetros K_s y γ_m son constantes que dependen de los parámetros de diseño de la máquina eólica, y definen los límites de variación de la velocidad angular de la máquina. La estrategia de control se divide en tres zonas: mínima velocidad del rotor, velocidad optimizada y máxima velocidad.

$$\omega = K_s P_{\text{mecánica}}^{\gamma_m} \quad \omega_{\min} \leq \omega \leq \omega_{\max} \quad (5.14)$$

Considerando la velocidad angular de la red, podemos definir el deslizamiento de la máquina como:

$$s = \frac{\omega_1 - \omega}{\omega_1} \quad (5.15)$$

A partir de (5.15), podemos concluir que el deslizamiento es una función dependiente de la potencia mecánica:

$$s = s(P_{\text{mecánica}}) \quad (5.16)$$

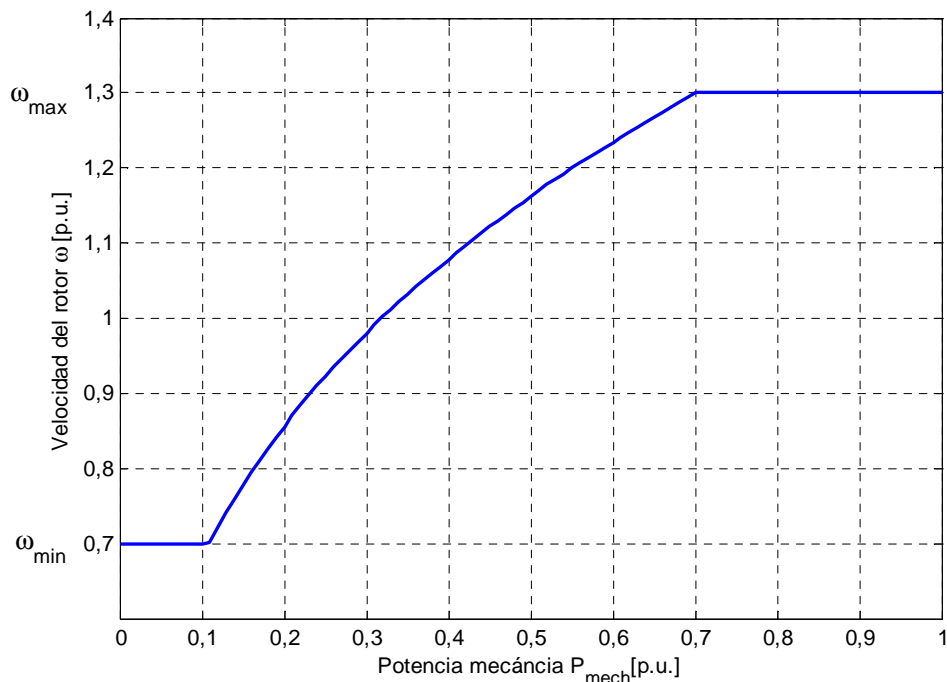


Figura 5.16 Estrategia de control de la velocidad de la turbina eólica en función de la potencia.

5.6 Modelo de la máquina asíncrona doblemente alimentada

En la década de los ochenta, la tecnología empleada en los primeros aerogeneradores era la máquina de velocidad fija, máquinas de inducción con rotor de jaula de ardilla, a las que pronto se proveyó de un banco de condensadores para compensación de potencia reactiva. En la década de los noventa, aumentó el número de máquinas de velocidad variable; entre ellas, las máquinas asíncronas doblemente alimentadas fueron las más extendidas en aplicaciones de grandes potencias.

La principal característica de la máquina asíncrona doblemente alimentada reside en la posibilidad de controlar de forma precisa la velocidad y el factor de potencia mediante el empleo de un convertidor con una capacidad en el entorno del 30% de la potencia nominal de la máquina. En la Figura 5.17 se muestra un modelo de aerogenerador con esta tecnología. La máquina asíncrona doblemente alimentada intercambia potencia con la red a través del devanado estatórico y rotórico. La mayor parte de la potencia fluye hacia la red a través del estator, mientras que una fracción de la potencia fluye a través del rotor mediante el convertidor de potencia.

A continuación, se detalla el modelo equivalente para estado estacionario de una máquina asíncrona doblemente alimentada. Las ecuaciones fundamentales que rigen el comportamiento de la máquina en estado estacionario vienen dadas

por las ecuaciones (5.17) a (5.20) a la frecuencia fundamental y están referidas a las coordenadas del estator. Por simplificación, los armónicos a frecuencias superiores, las pérdidas en el cobre y los devanados, y las pérdidas en el convertidor no se incorporan al modelo, [106].

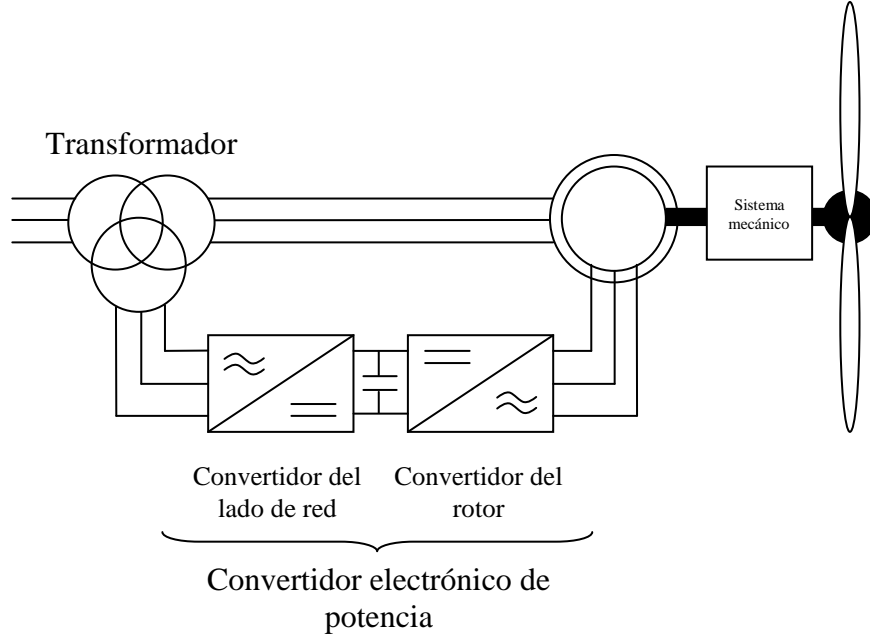


Figura 5.17 Modelo de aerogenerador con máquina asíncrona doblemente alimentada.

Las ecuaciones (5.17) y (5.18) representan los fasores de la tensión en el devanado estático y rotórico en función de los enlaces de flujo de los devanados, respectivamente.

$$\mathbf{V}_S = R_S \mathbf{I}_S + j\omega_1 \boldsymbol{\psi}_S \quad (5.17)$$

$$\mathbf{V}_R = R_R \mathbf{I}_R + j(\omega_1 - \omega) \boldsymbol{\psi}_R \quad (5.18)$$

Las ecuaciones (5.19) y (5.20) muestran los fasores del flujo del devanado estático y rotórico, respectivamente, en función de los fasores de intensidad y de la inductancia de ambos devanados, (5.21) y (5.22).

$$\boldsymbol{\psi}_S = L_S \mathbf{I}_S + L_M \mathbf{I}_R \quad (5.19)$$

$$\boldsymbol{\psi}_R = L_R \mathbf{I}_R + L_M \mathbf{I}_S \quad (5.20)$$

Finalmente, la inductancia de cada devanado se expresa como la inductancia de dispersión propia más la inductancia mutua, L_M .

$$L_S = L_{\sigma S} + L_M \quad (5.21)$$

$$L_R = L_{\sigma R} + L_M \quad (5.22)$$

$$L_M = L_0 \quad (5.23)$$

Sustituyendo los enlaces de flujo de las ecuaciones (5.19) y (5.20) se obtienen las ecuaciones (5.24) y (5.25) que describen la relación entre las corrientes y tensiones del estator y el rotor. La tensión y corriente del rotor están referidas al estator.

$$(R_S + j\omega_1\sigma_s L_o)I_S + j\omega_1 L_o(I_S + I_R) = V_S \quad (5.24)$$

$$\left(\frac{R_R}{S} + j\omega_1\sigma_R L_o\right)I_R + j\omega_1 L_o(I_S + I_R) = \frac{V_R}{S} \quad (5.25)$$

La Figura 5.18 muestra el esquema equivalente del circuito correspondiente a las ecuaciones (5.24) y (5.25).

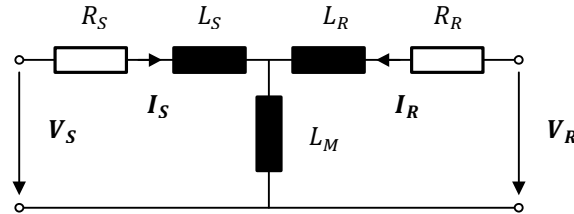


Figura 5.18 Circuito equivalente de la máquina asíncrona doblemente alimentada.

Puesto que el convertidor se encuentra conectado al rotor, las variables de control del sistema son las correspondientes al rotor. Sin embargo, las intensidades rotóricas y estatóricas se encuentran relacionados mediante la corriente de magnetización del estator definida según (5.26), donde I_{ms} es el fasor de corriente de magnetización responsable del flujo del estator incluyendo la dispersión del estator [107]. La Figura 5.19 muestra la representación de esta intensidad en ejes d-q referidos al flujo del estator.

$$I_{ms} = (1 + \sigma_s)I_S + I_R \quad (5.26)$$

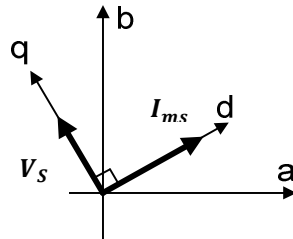


Figura 5.19 Vector de corriente de magnetización del estator referida en ejes d-q.

La ecuación de la tensión en el estator se puede escribir según la ecuación (5.27).

$$V_S = j\omega_1 L_o I_{ms} \quad (5.27)$$

Como se puede observar, el fasor de la tensión del estator es imaginario y se encuentra alineado con el eje q, mientras que la corriente de magnetización I_{ms} es real y alineada con el eje d.

$$I_{ms} = I_{msd} + jI_{msq} = I_{msd} = |I_{ms}| = I_{ms} = \frac{V_s}{\omega_1 L_o} \quad (5.28)$$

5.6.2 Potencia activa entregada a la red

5.6.2.1 Potencia cedida por el estator

La potencia activa cedida por el estator a la red se obtiene a partir de la componente real de la potencia aparente en terminales del estator.

$$P_s = -\text{Re}\{V_s I_s^*\} = -\text{Re}\{j\omega_1 L_o I_{ms} \cdot (I_{sd} + j I_{sq})^*\} \quad (5.29)$$

Sustituyendo V_s por la ecuación (5.27) y expresando al corriente por el estator en ejes d-q se obtiene:

$$P_s = -I_{ms}\omega_1 L_o I_{sq} \quad (5.30)$$

5.6.2.2 Potencia cedida por el rotor

De la misma manera se puede obtener la potencia cedida por el rotor:

$$P_R = -\text{Re}\{V_R I_R^*\} \quad (4.1)$$

Sustituyendo el fasor de tensión del rotor, V_R , y el fasor de la corriente I_R por las ecuaciones (5.25) y (5.26), obtenemos la expresión para la potencia cedida por el rotor a la red:

$$P_R = s I_{ms}\omega_1 L_o I_{sq} = -s P_s \quad (5.31)$$

5.6.2.3 Potencia activa total entregada a la red

Finalmente, la potencia cedida por la máquina a la red será la suma de la potencia entregada por el estator, (5.30), y la cedida por el rotor, (5.31):

$$P = P_R + P_s = V_s I_{sq} (s - 1) \quad (5.32)$$

5.6.3 Potencia reactiva entregada a la red

5.6.3.1 Potencia reactiva cedida por el estator

La potencia reactiva entregada por el estator a la red se puede obtener a partir del término imaginario de la potencia aparente de la máquina:

$$Q_s = -\text{Im}\{V_s I_s^*\} = -V_s I_{sd} \quad (5.33)$$

5.6.3.2 Potencia reactiva cedida por el rotor

La conexión entre el rotor y la red se realiza a través de un convertidor. El lado del convertidor conectado con la red está diseñado para mantener la tensión continua y transportar la energía desde el rotor a la red, por lo que la potencia activa que transmite el convertidor del lado de red es la potencia activa facilitada por el rotor, $P_{CRed}=P_R$.

El convertidor conectado a red, generalmente, tiene una capacidad de aproximadamente el 30% de la potencia aparente de la máquina. Bajo estas condiciones, y en el caso en el que la máquina esté trabajando a potencia máxima, el convertidor conectado a red no es capaz de ofrecer regulación de potencia reactiva. Actualmente, los operadores de las redes de transporte y distribución no emplean la capacidad de generación de reactiva de los convertidores en condiciones de carga parcial, o incluso en condiciones de no producción.

La potencia reactiva cedida por el convertidor de red a la red viene dada por la ecuación (5.34), y depende de la capacidad del convertidor de red (S_{CRed}) y de la potencia activa entregada por el rotor a la red, P_R .

$$Q_{CRed} = \pm \sqrt{S_{CRed}^2 - P_R^2} \quad (5.34)$$

$$Q_{CRed} = \pm \sqrt{(V_{CRed} I_{CRed})^2 - P_R^2} \quad (5.35)$$

La potencia aparente del convertidor define los límites de la máxima tensión de corriente alterna en el convertidor, V_{CRed} , y la corriente I_{CRed} , (5.35).

Generalmente, los aerogeneradores no emplean la capacidad de reactiva del lado del convertidor conectado a red. Sin embargo, el convertidor del lado de red puede ser considerado como una fuente de generación de reactiva, como los STATCOM, cuyo aporte de reactiva puede ser controlado dinámicamente en función de la turbina eólica y las condiciones de conexión a la red, [106] y [107].

Cuando sea necesario disponer de mayor capacidad de inyección de potencia reactiva se puede sobredimensionar el convertidor de red y controlarlo como un STATCOM.

5.6.3.3 Potencia reactiva total entregada a la red

Por tanto, la potencia reactiva entregada por la máquina asíncrona doblemente alimentada a la red viene dada por la suma de la potencia reactiva cedida por el estator, más la cedida por el convertidor conectado a red:

$$Q = Q_s + Q_{CRed} \quad (5.36)$$

5.6.4 Diagrama PQ

La máxima transferencia de potencia de la máquina asíncrona doblemente alimentada está condicionada por:

- La corriente del estator y del rotor está limitada por la máxima corriente que puede circular por el estator y por el rotor y por la máxima corriente que puede circular tanto en el convertidor del rotor como en el convertidor de red.

- $I_s < I_{s,max}$

- $I_R < I_{R,max}$
- $I_{CRed} < I_{CRed,max}$
- $I_{CRotor} < I_{CRotor,max}$
- La tensión en el rotor y en el lado de corriente alterna del convertidor de red está definida por la capacidad del rotor y de los convertidores:
 - $V_R < V_{R,max}$
 - $V_{CRed} < V_{CRed,max}$
- La tensión en el punto de conexión de la turbina puede variar en torno al $\pm 10\%$ de la tensión en el punto de conexión, dependiendo de las especificaciones permitidas por los operadores de las redes.
- El deslizamiento de la máquina puede variar entre el máximo y mínimo valor especificado por el fabricante. Generalmente se acepta una variación del $\pm 30\%$ de la velocidad de sincronismo. El punto de operación del deslizamiento de una máquina asíncrona doblemente alimentada dependerá de la variación de la velocidad de la punta para cada condición de velocidad del viento.

Por lo tanto, para obtener el diagrama PQ de la máquina asíncrona doblemente alimentada es necesario estudiar los límites impuestos por cada uno de estos factores a la generación de potencia reactiva.

5.6.4.1 Limitación de la corriente del rotor

La corriente por el estator y por el rotor, referida a los ejes d-q se puede expresar mediante las siguientes expresiones, donde τ es el ángulo que forma el fasor de intensidad con el eje directo:

$$\mathbf{I}_R = I_{Rd} + j I_{Rq} = I_R (\cos \tau + j \sin \tau) = I_R e^{j\tau} \quad (5.37)$$

$$\mathbf{I}_S = I_{sd} + j I_{sq} \quad (5.38)$$

Sustituyendo (5.26) en la corriente en el estator, las componentes en ejes d-q son:

$$I_{sd} = \frac{I_{msd} - I_{R,max} \cos \tau}{1 + \sigma_s} \quad (5.39)$$

$$I_{sq} = \frac{-I_{R,max} \sin \tau}{1 + \sigma_s} \quad (5.40)$$

Sustituyendo la tensión y corriente en el estator, en ejes d-q, en las ecuaciones de la potencia activa y reactiva entregada por la máquina asíncrona doblemente alimentada, (5.32) y (5.33):

$$P = V_S I_{sq} (s - 1) = -\frac{V_S I_{R,max}}{1 + \sigma_s} (s - 1) \sin \tau \quad (5.41)$$

$$Q_s = -V_S I_{sd} = V_S \frac{I_{R,max}}{1 + \sigma_s} \cos \tau - \frac{V_s^2}{\omega_1 L_o (1 + \sigma_s)} \quad (5.42)$$

Definiendo los parámetros:

$$S_o^{I_r} = \frac{V_s I_{R,m\acute{a}x} L_o}{L_s} \quad (5.43)$$

$$Q_o^{I_r} = \frac{V_s^2}{\omega_1 L_s} \quad (5.44)$$

Se obtiene la curva PQ para la limitación de corriente del rotor según la ecuación (5.45), que corresponde a una elipse centrada en $(0, -Q_o^{I_r})$, con ejes $[(S_o^{I_r}(s-1), S_o^{I_r})]$, Figura 5.20. Para la situación particular en la que el deslizamiento sea nulo, el diagrama PQ se convierte en una circunferencia centrada en $(0, -Q_o^{I_r})$, y radio $S_o^{I_r}$.

$$\left[\frac{P}{S_o^{I_r}(s-1)} \right]^2 + \left[\frac{Q_s + Q_o^{I_r}}{S_o^{I_r}} \right]^2 = 1 \quad (5.45)$$

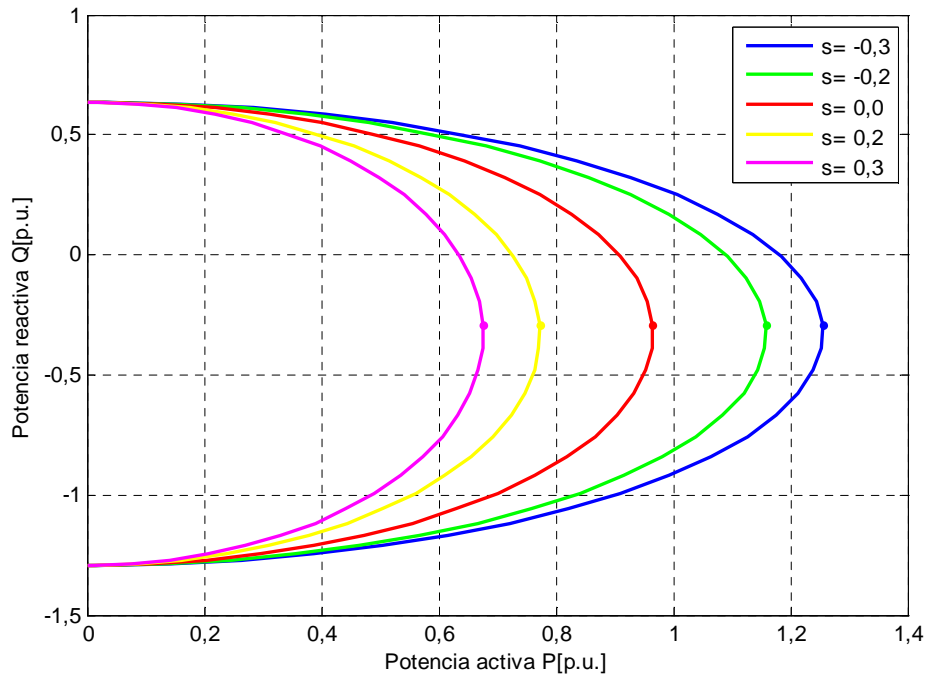


Figura 5.20 Límites de operación dados por la corriente rotórica.

5.6.4.2 Limitación de la tensión del rotor

La expresión que relaciona la tensión en el rotor en función de la corriente y tensión estáticas se puede obtener partir de las ecuaciones (5.25), (5.26) y (5.28).

$$V_R = js\omega_1 L_o(1 + \sigma_R) \left[\frac{V_s}{\omega_1 L_o} - (1 + \sigma_s) I_s \right] + js\omega_1 L_o I_s \quad (5.46)$$

Que se puede simplificar en:

$$V_R = js(1 + \sigma_R)V_s + I_s js\omega_1 L_o[1 - (1 + \sigma_s)(1 + \sigma_R)] \quad (5.47)$$

Si se define σ como el factor de dispersión total según:

$$\sigma = \omega_1 L_o[1 - (1 + \sigma_s)(1 + \sigma_R)] \quad (5.48)$$

Y sustituyendo dicha expresión en (5.47) se obtiene:

$$V_R = js(1 + \sigma_R)V_s + I_s js\sigma \quad (5.49)$$

Considerando las componentes en ejes d-q de la tensión rotórica, la corriente estatórica se puede expresar según:

$$I_{sq} = \frac{-V_{Rd}}{s\sigma} \quad (5.50)$$

$$I_{sd} = \frac{V_{Rq} - s(1 + \sigma_R)V_s}{s\sigma} \quad (5.51)$$

Teniendo en cuenta la expresión de la potencia activa y reactiva cedida por la máquina asíncrona doblemente alimentada a la red ((5.32) y (5.33)), y sustituyendo las expresiones de las ecuaciones (5.50) y (5.51), se tiene:

$$P = V_s I_{sq}(s - 1) = \frac{-V_{Rd} V_s (s - 1)}{s\sigma} = \frac{V_{R,m\acute{a}x} V_s (1 - s) \cos \tau}{s\sigma} \quad (5.52)$$

$$Q_s = -V_s I_{sd} = \frac{(1 + \sigma_R)V_s^2}{\sigma} - \frac{V_s V_{R,m\acute{a}x} \sin \varphi}{s\sigma} \quad (5.53)$$

Que aplicando la reducción de la suma cuadrática de senos y cosenos se puede expresar según:

$$\left(\frac{P}{S_o^{V_r}(s - 1)} \right)^2 + \left(\frac{(1 + \sigma_R)sV_s}{U_R} - \frac{Q_s}{S_o^{V_r}} \right)^2 = 1 \quad (5.54)$$

Simplificando la notación mediante los siguientes parámetros:

$$S_o^{U_r} = \frac{V_s V_{R,m\acute{a}x}(1 - s)}{s\sigma} \quad (5.55)$$

$$Q_0^{I_r} = (1 + \sigma_R)\sigma V_s^2 \quad (5.56)$$

La ecuación que corresponde al diagrama PQ de la limitación de tensión rotórica es:

$$\left(\frac{P}{S_o^{U_r}} \right)^2 + \left(\frac{Q_s - Q_0^{I_r}}{Q_0^{I_r}} \right)^2 = 1 \quad (5.57)$$

Elipse centrada en $[0, Q_0^{I_r}]$, con semiejes $[S_o^{V_r}(s - 1), S_o^{V_r}]$, Figura 5.21.

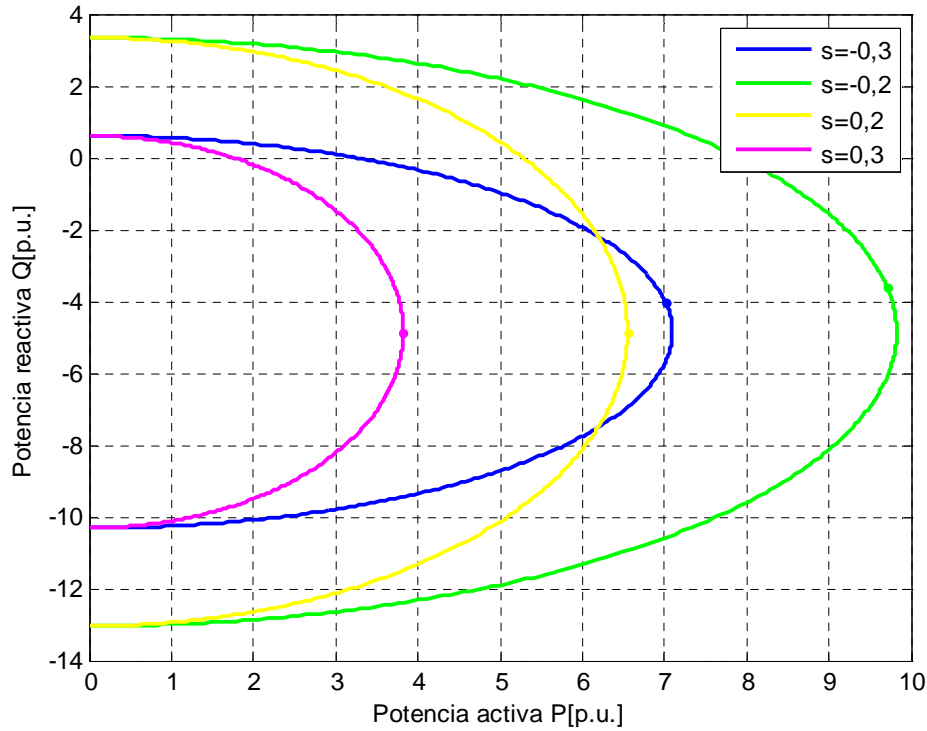


Figura 5.21 Límites de operación dados por la tensión rotórica.

5.6.4.3 Limitación de la corriente del estator

La potencia activa y reactiva entregada por la máquina asíncrona doblemente alimentada a la red viene dada por las expresiones (5.32) y (5.33), cuya expresión en ejes d-q es:

$$P = V_S I_{Sq}(s - 1) = -V_S I_{s,m\acute{a}x}(s - 1) \sin \varphi \quad (5.58)$$

$$Q_s = -V_S I_{Sd} = -V_S I_{s,m\acute{a}x} \cos \varphi \quad (5.59)$$

Se obtiene la curva PQ a partir de:

$$\left[\frac{P}{S_o^{I_s}(1-s)} \right]^2 + \left[\frac{Q_s}{S_o^{I_s}} \right]^2 = 1 \quad (5.60)$$

Elipse centrada en 0 y semiejes $[S_o^{I_s}(1-s), 0]$, Figura 5.22, donde:

$$S_o^{I_s} = V_S I_{s,m\acute{a}x} \quad (5.61)$$

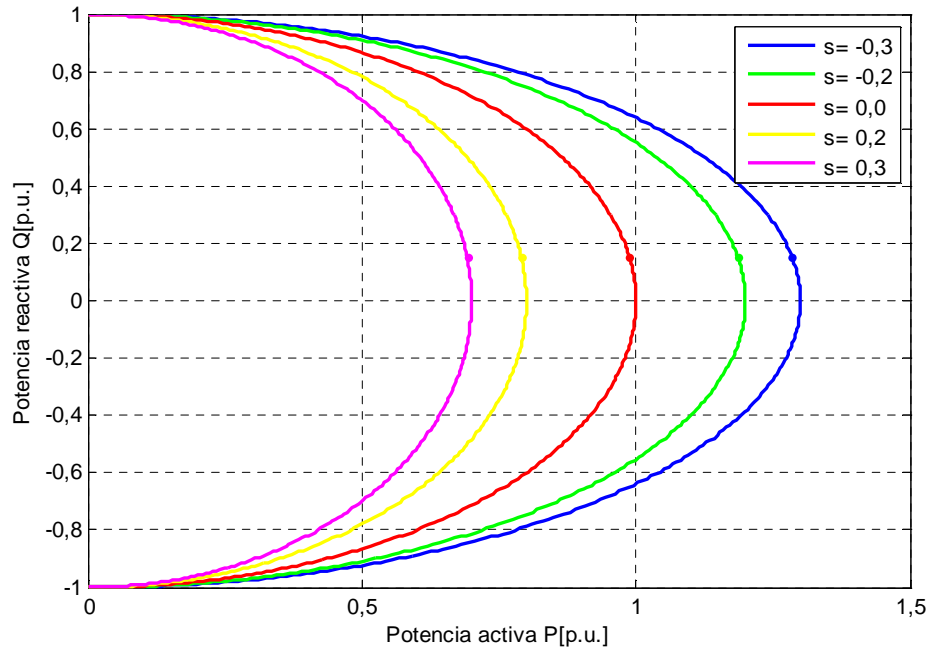


Figura 5.22 Límites de operación dados por la corriente estatórica.

5.6.4.4 Limitación del convertidor conectado a red

La curva PQ del generador asíncrono doblemente alimentado viene dada por las ecuaciones correspondientes a los límites asociados a la corriente estatórica, rotórica y tensión del rotor [(5.45), (5.57) y (5.60)].

Si el convertidor conectado a la red posee capacidad de inyección de potencia reactiva, dicha capacidad debe ser considerada a la hora de elaborar el diagrama PQ de la máquina. La ecuación (5.62) muestra la expresión para calcular la capacidad de generación de reactiva del convertidor del lado de red, Figura 5.23:

$$Q_{CRed} = \pm \sqrt{(V_{CRed,max} I_{CRed,max})^2 - P_R^2} \quad (5.62)$$

La inyección de potencia máxima por parte del convertidor de red dependerá de la tensión y corriente máxima del lado de corriente alterna del convertidor, junto con el flujo de potencia activa por parte del rotor hacia la red, a través del convertidor.

5.6.4.5 Límites de funcionamiento de la máquina asíncrona doblemente alimentada

A partir de los límites de funcionamiento impuestos por las corrientes rotórica y estatórica, junto con la limitación impuesta por la tensión rotórica y la aportación del convertidor de red, se puede obtener la curva representativa de los límites de funcionamiento de la máquina asíncrona doblemente alimentada, Figura 5.24.

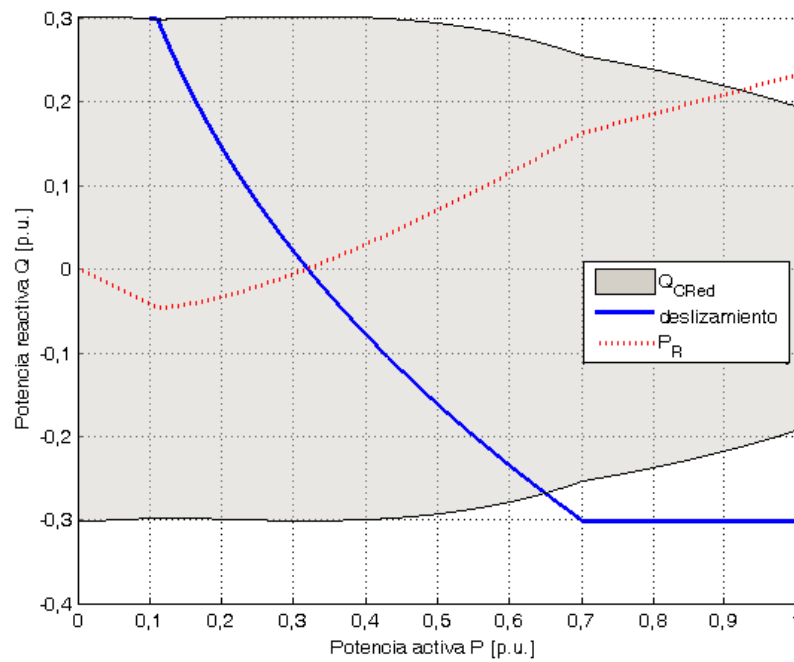


Figura 5.23 Límites de operación dados por el convertidor de red.

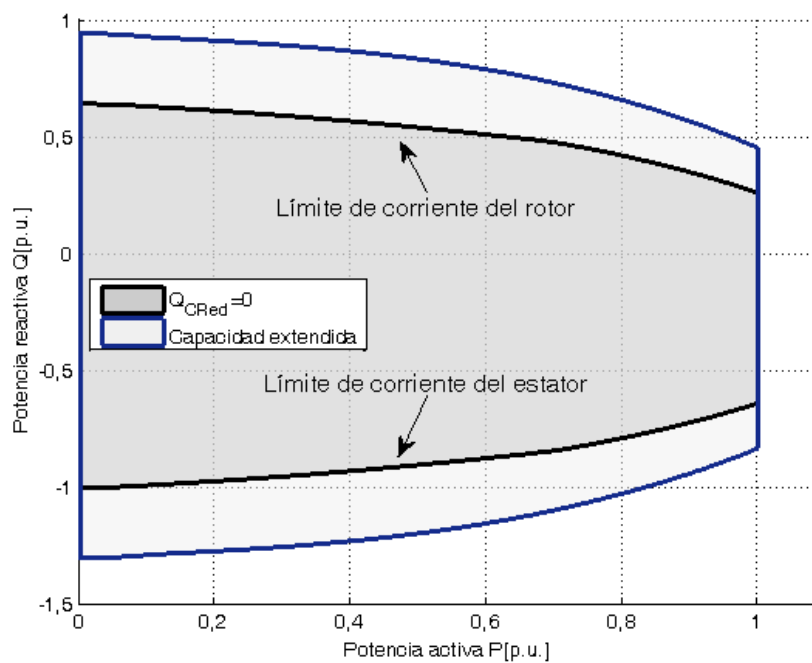


Figura 5.24 Región de funcionamiento de la máquina asíncrona doblemente alimentada.

5.7 Síntesis

Los principales parámetros que limitan la capacidad de aporte de reactiva de la máquina asíncrona doblemente alimentada son la corriente del estator, la corriente del rotor y la tensión en el rotor. La tensión del estator viene dada por la red, y no se ve influenciada por el diseño del aerogenerador. El límite de la corriente estatórica depende del diseño del generador, mientras que los límites de la corriente y tensión rotóricas depende tanto del diseño del generador como del convertidor de potencia.

En este capítulo se han obtenido los modelos de las fuentes de inyección de potencia reactiva consideradas en la tesis:

- Los compensadores estáticos de tensión SVC, permitirán inyectar potencia reactiva en los nudos de la red en donde se conectan o bien se instalarán en los parques eólicos de velocidad fija para ofrecer la máxima regulación de potencia reactiva a nivel de parque.
- Por otro lado, los aerogeneradores de velocidad variable, en particular, los generadores asíncronos doblemente alimentados disponen de gran flexibilidad para ofrecer la regulación de potencia reactiva necesaria.
- Esta capacidad de inyección de potencia reactiva de los SVC y de los aerogeneradores asíncronos doblemente alimentados se incorporará en los algoritmos de optimización de gestión de potencia reactiva detallada en capítulos anteriores.

CAPÍTULO 6

CASOS PRÁCTICOS

En este capítulo se aplica el método de optimización de AG para la localización y tamaño óptimo de fuentes de generación de potencia reactiva en varios casos prácticos. Las fuentes de potencia reactiva comprenden tanto dispositivos SVC como la capacidad de inyección de potencia reactiva de generadores eólicos. En los estudios analizados se han tenido en cuenta diferentes objetivos como la cargabilidad, los costes asociados a las pérdidas de potencia activa en el sistema y los costes asociados a las unidades de generación de reactiva, así como combinaciones de los mismos. Los casos de estudio se han aplicado a una red de 140 nudos correspondiente a una parte del sistema eléctrico peninsular, para demostrar su aplicabilidad a sistemas reales.

6.1 Descripción del sistema de estudio

El sistema de estudio pertenece a una red eléctrica que se corresponde con una zona comprendida entre Ávila y Segovia. Está compuesto por 140 nudos, distribuidos entre varios niveles de tensión de 380 kV, 132 kV, 45 kV, 15 kV y 380 V, 114 cargas y un generador de potencia infinita que simula la conexión con la red eléctrica peninsular. La carga total del sistema es de 117,54 MW y 14,9 Mvar, de las cuales el 39% se encuentra en el nivel de 380 V, el 19% en el nivel de 15 kV, el 20% en el nivel de 45 kV y el 22% restante en el nivel de 380 kV. Los datos correspondientes a este sistema se encuentran en el Anexo I. La Figura 6.1 muestra la red correspondiente a los niveles de tensión de 380 kV, 132 kV y 45 kV.

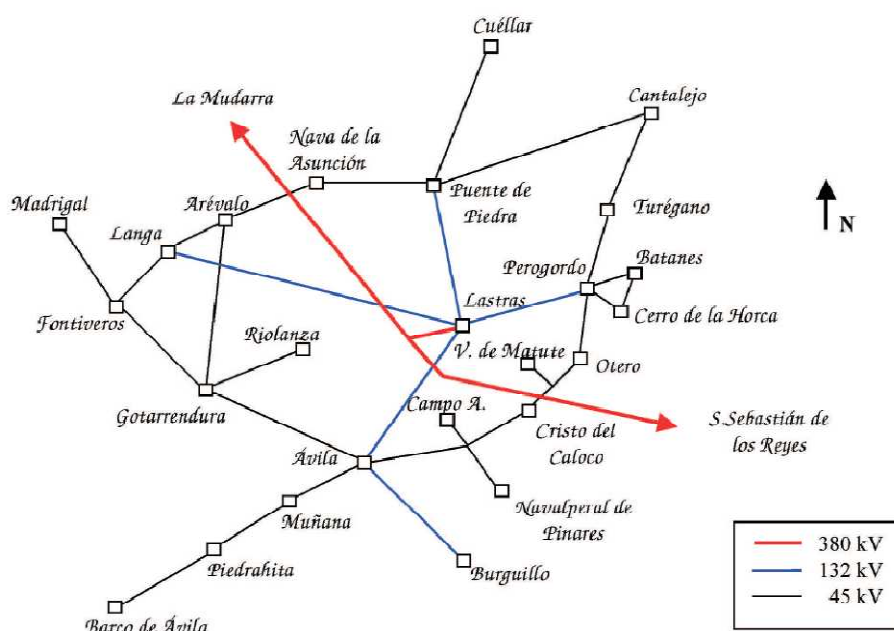


Figura 6.1 Red de 140 nudos.

La Figura 6.2 representa el perfil de tensiones inicial de la red de estudio. Se puede comprobar que gran parte de dicho perfil se encuentra fuera de los límites de operación, establecidos en un rango de $\pm 5\%$ en torno al valor nominal (1 p.u.). En la condición de partida del estudio se considera que los transformadores no están dotados de tomas de regulación.

La Figura 6.3 muestra el potencial eólico para la comunidad autónoma de Castilla-León en la que se encuentra la red de estudio.

El objetivo del problema es determinar la ubicación óptima de generadores eólicos y de SVC, así como la inyección de potencia reactiva de los parques eólicos y la capacidad de los SVC. La conexión de los generadores eólicos se limita a la red de 45 kV, comprendida entre los nudos 8 y 32, mientras que la ubicación de los SVC se puede realizar a lo largo de toda la red de estudio.

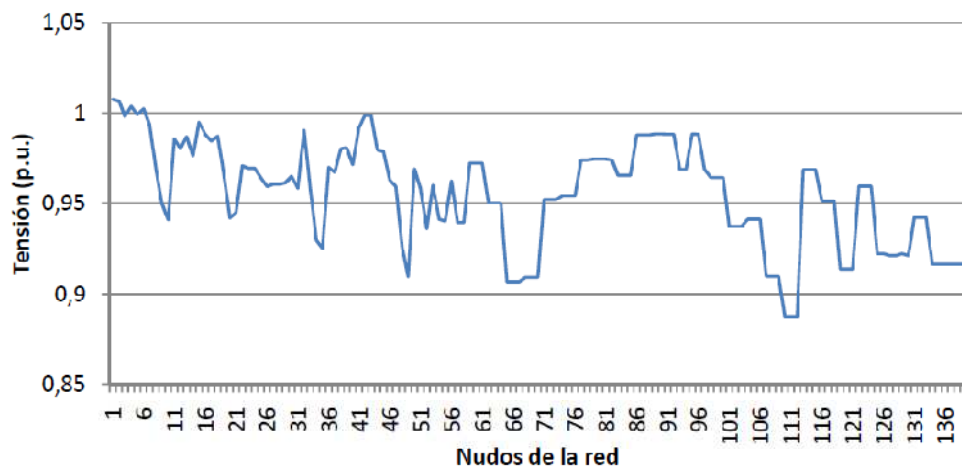


Figura 6.2 Perfil de tensiones inicial de la red de 140 nudos.



Figura 6.3 Potencial eólico de Castilla León, fuente IDAE [108].

La localización de los generadores se realiza en función de la disponibilidad del recurso empleado en la generación de la energía eléctrica. Para favorecer dicha búsqueda se ha dividido la red de 45 kV en tres zonas:

Zona 1: Sierra de Gredos (nudos 8 al 11), con muy alto potencial eólico.

Zona 2: Sierra de Guadarrama (nudos 23 al 32), con alto potencial eólico.

Zona 3: Correspondiente a Tierra de Campos (nudos 12 al 22), con potencial eólico medio.

Las unidades SVC a introducir pueden localizarse a lo largo de toda la red de estudio, es decir, en cualquiera de los 140 nudos que la componen. Se ha establecido en 10 Mvar la capacidad máxima de cada uno de los SVC que se van a colocar en el sistema.

6.2 Planteamiento de varias estrategias de optimización

6.2.1 Planteamiento general del problema

La formulación del problema de optimización que nos ocupa en este capítulo se puede definir como:

$$\text{Min } F(y) \quad (6.1)$$

Sujeto a:

- Restricciones de igualdad:
 - *Ecuaciones del balance de energía*

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} - \sum_{i=1}^{N_C} P_{Di} = \sum_{i,k}^N P_{Lik} \quad (6.2)$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} Q_{Gi} - \sum_{i=1}^{N_C} Q_{Di} + \sum_{i=1}^{N_{SVC}} Q_{Di} = \sum_{i,k}^N Q_{Lik} \quad (6.3)$$

Donde:

$$Y_{ik} = G_{ik} + B_{ik} \quad (6.4)$$

$$V_i = V_i \angle \theta_i \quad (6.5)$$

$$V_k = V_k \angle \theta_k \quad (6.6)$$

$$P_{Lik} = V_i \sum_{i=1}^N V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (6.7)$$

$$Q_{Lik} = V_i \sum_{i=1}^N V_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (6.8)$$

- Restricciones de desigualdad:
 - *Restricciones técnicas de red*

$$V_{i,\text{mín}} \leq V_i \leq V_{i,\text{máx}} \quad i=1,2,\dots,N_B \quad (6.9)$$

- *Límites físicos de los generadores*

$$P_{gi,\text{mín}} \leq P_{gi} \leq P_{gi,\text{máx}} \quad i=1,2,\dots,N_G \quad (6.10)$$

$$Q_{gi,\text{mín}} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi,\text{máx}} \quad i=1,2,\dots,N_G \quad (6.11)$$

- *Límites de capacidad de los SVC*

$$\alpha_{SVC_i,min} \leq \alpha_{SVC_i} \leq \alpha_{SVC_i,max} \quad (6.12)$$

$$Q_{SVC_i}(\alpha_{SVC_i}) = \frac{V^2}{X_C} - V^2 B_{SVC_i}(\alpha_{SVC_i}) \quad i=1,2,\dots, N_{SVC} \quad (6.13)$$

- *Zona de influencia de los recursos*

$$PC_{gi,min} \leq PC_{gi} \leq PC_{gi,max} \quad k=1,2,\dots, N_G \quad (6.14)$$

Donde $F(y)$ es la función objetivo y dependerá de la estrategia de optimización empleada en el estudio, cuyo resumen se encuentra en la Tabla 6.1. La E.O. 1 trata de maximizar la cargabilidad del sistema, las E.O. 2 y 3 optimizan el sistema en función de criterios económicos, minimización de los costes derivados de las pérdidas de potencia activa en el sistema y de la capacidad de los SVC conectados al sistema, respectivamente. Finalmente, la familia de E.O. 4 trata de optimizar los 3 objetivos contemplados en las E.O. 1 - 3, mediante la asignación de diferentes pesos a cada uno de los mismos. El estudio posterior de los resultados de las estrategias de optimización, permitirá determinar cuál es la más adecuada para el problema planteado en este trabajo.

Tabla 6.1 Estrategias de optimización.

<i>Estrategia de optimización</i>		<i>Formulación de la E.O.</i>
E.O. 1	Maximizar la cargabilidad	$\text{Min } f(y) = 1 - \lambda$
E.O. 2	Minimizar el coste de las pérdidas de potencia activa	$\text{Min } g(y) = \text{Cost}_{\text{losses}}(y)$
E.O. 3	Minimizar el coste asociado a la capacidad de los SVC	$\text{Min } h(y) = \text{Cost}_{\text{var}}(y)$
E.O. 4	Multiobjetivo: maximizar la cargabilidad, minimizar los costes de pérdidas y de los SVC	$\text{Min } m(y) = \alpha * f(y) + \beta * g(y) + \gamma * h(y)$

El problema trata de localizar de forma óptima 3 parques eólicos y 2 SVC, así como determinar el aporte y la capacidad de potencia reactiva de cada una de las unidades. A continuación se pasa a detallar las características de cada una de estas unidades:

- El parque eólico 1 es un parque de velocidad variable, de 10 MW, que puede trabajar con un factor de potencia comprendido en el rango 0,95 inductivo -0,95 capacitivo. Dicho parque se encuentra situado en la zona 1, por lo que los potenciales puntos de conexión se encuentran entre el nudo 8 y el nudo 11.
- El parque eólico 2 está compuesto por máquinas de velocidad variable, que pueden trabajar con un factor de potencia comprendido entre $\pm 0,95$. La

potencia nominal del parque son 10 MW y se encuentra en la zona 2, por lo que el punto óptimo de conexión se encontrará entre los nudos 23 y 32.

- El parque eólico 3 es un parque de velocidad fija, de 10 MW, localizado en la zona 3. Dispone de un SVC, para controlar el factor de potencia, de 10 Mvar. Los potenciales nudos de conexión se encuentran entre el nudo 12 y el nudo 22.
- Finalmente, se dispone de 2 SVC adicionales, de 10 Mvar cada uno, a localizar a lo largo de toda la red de estudio.

6.2.2 Programación del AG

La codificación de las variables del problema se realiza mediante números enteros. Como se puede observar en la Figura 6.4, el cromosoma se compone de 11 genes: el primero de ellos representa la cargabilidad del sistema, y los 10 restantes se distribuyen en 5 parejas de genes (punto de conexión e inyección de reactiva) para las 3 unidades de generación distribuida y 2 SVC a introducir en el sistema.

<i>Gen</i> <i>1</i>	<i>Gen</i> <i>2</i>	<i>Gen</i> <i>3</i>	<i>Gen</i> <i>4</i>	<i>Gen</i> <i>5</i>	<i>Gen</i> <i>6</i>	<i>Gen</i> <i>7</i>	<i>Gen</i> <i>8</i>	<i>Gen</i> <i>9</i>	<i>Gen</i> <i>10</i>	<i>Gen</i> <i>11</i>
λ (p.u.)	PC1	Q1 (Mvar)	PC2	Q2 (Mvar)	PC3	Q3 (Mvar)	PC4	Q4 (Mvar)	PC5	Q5 (Mvar)

Figura 6.4 Codificación de las variables del problema.

La Figura 6.5 muestra el flujograma del AG empleado en la búsqueda de los puntos de conexión óptimos de las unidades de generación distribuida y los SVC, así como de la inyección de potencia reactiva por parte de los 5 dispositivos.

A continuación se detallan cada uno de los bloques del flujograma:

1. La generación de la población inicial se realiza de manera aleatoria en función de los límites de cada una de las variables. No se establecen mecanismos para el tratamiento de individuos no factibles en la población inicial. La población de trabajo se compone de 100 individuos.
2. Para poder evaluar los individuos de la población de trabajo del AG es necesario realizar un flujo de cargas individualizado. El flujo de cargas se verá afectado por los valores adoptados por cada gen, es decir, es necesario introducir los datos correspondientes a los puntos de conexión e inyección de potencia reactiva para cada una de las unidades de generación, así como el incremento de cargabilidad que se produce en el sistema dado por λ . La evaluación del individuo dependerá de la E.O. aplicada al estudio actual.
3. Una vez realizada la evaluación, es necesario detectar los individuos no factibles. La determinación de la no factibilidad de las soluciones viene dada por la restricción de tensión en los nudos de la red. El tratamiento de las soluciones no factibles dependerá de la E.O. empleada.

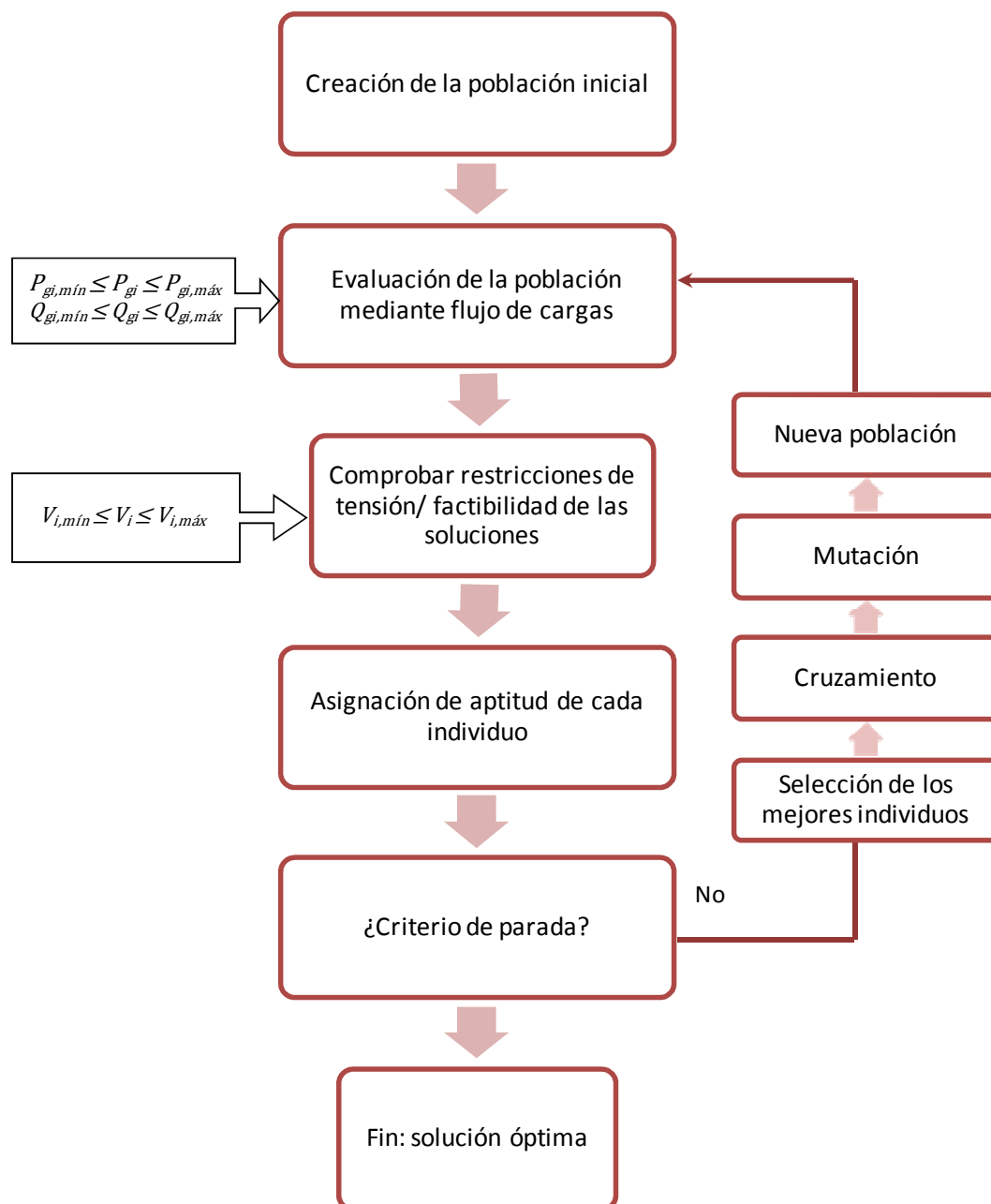


Figura 6.5 Flujograma del AG.

4. Una vez evaluada la población y detectados los individuos no factibles se realiza un escalado del valor de aptitud mediante el procedimiento de rango.
5. Se plantean dos condiciones de parada: alcanzar el máximo número de generaciones, establecido en 100 o alcanzar la mínima tolerancia entre la mejor solución de dos generaciones consecutivas ($10e^{-6}$). Si ninguno de estos criterios se cumple el AG seguirá generando y evaluando nuevas poblaciones.
6. Si no se han alcanzado ninguno de los criterios de parada se procede a crear una nueva población:
 - a) Tras la evaluación se realiza la selección de los individuos que van a formar parte del proceso de creación de la nueva población. Se emplea, en este caso, la selección por ruleta.
 - b) El cruzamiento es la principal característica de los AG, en él se realiza el proceso de reproducción y creación de la nueva población. En nuestro caso, el procedimiento de cruce mantiene los dos mejores individuos entre generaciones, es decir, tiene una componente elitista que nos permite salvaguardar la información genética de los mejores individuos. El método de cruce empleado es el monopunto que se aplica al 80% de la población.
 - c) La mutación permite introducir alteraciones en el gen de algún individuo de forma esporádica. Esta modificación de genes permite aumentar la diversidad en la población. La probabilidad de mutación empleada es 0,1%.
 - d) Tras la aplicación de los operadores genéticos de selección, cruce y mutación la nueva población estaría disponible para ser introducida en el AG.
7. Una vez alcanzado alguno de los criterios de parada el mejor individuo de la población se convertirá en la solución óptima del problema.

6.3 E.O.1: Maximización de la cargabilidad

6.3.1 Función objetivo

El objetivo que se persigue con esta E.O. 1 es maximizar la cargabilidad del sistema. Para ello, la función objetivo planteada (6.15) es la misma que en el capítulo 5. El problema de optimización a resolver sería:

$$\text{Min } F(y) = 1 - \lambda(y) \quad (6.15)$$

Sujeto a las restricciones dadas en el apartado 6.2.1

Donde

$$\lambda(y) = \begin{cases} \lambda & \text{para soluciones factibles} \\ 0 & \text{para soluciones no factibles} \end{cases}$$

6.3.2 Resultados

La aplicación del AG para maximización de la cargabilidad del sistema aplicado a la red de 140 nudos, obtiene la siguiente solución (Tabla 6.2):

Tabla 6.2 Solución E.O. 1.

E.O. 1	F(y) = 0,1458 p.u. $\lambda = 0,1458$ p.u.	Generadores eólicos					
		PC 1	Q1 (Mvar)	PC 2	Q2 (Mvar)	PC 3	Q3 (Mvar)
		10	-0,75	32	3,08	21	8
		SVC					
		PC 4	Q4 (Mvar)	PC 5	Q5 (Mvar)		
		24	7	32	10		

El valor de la función objetivo para la solución óptima es 0,1458 p.u., que en este caso coincide con la máxima cargabilidad del sistema.

La máxima carga abastecida en estas condiciones de generación y localización de los SVC y parques eólicos es 134,68 MW y 17,07 Mvar.

La Figura 6.6 muestra el perfil de tensiones de la red inicial y de la red modificada a partir del resultado dado por el AG para la E.O. 1, es decir, la localización de las unidades de generación en los nudos 10, 32 y 21 y la colocación de los SVC en los nudos 24 y 32. Podemos observar como el perfil dado por el AG respeta los límites de operación establecidos en un rango del $\pm 5\%$ de la tensión nominal (1 p.u.). La dispersión del perfil de tensiones mejora considerablemente pasando de un valor 0,028 p.u. a 0,019 p.u. tras la aplicación del AG.

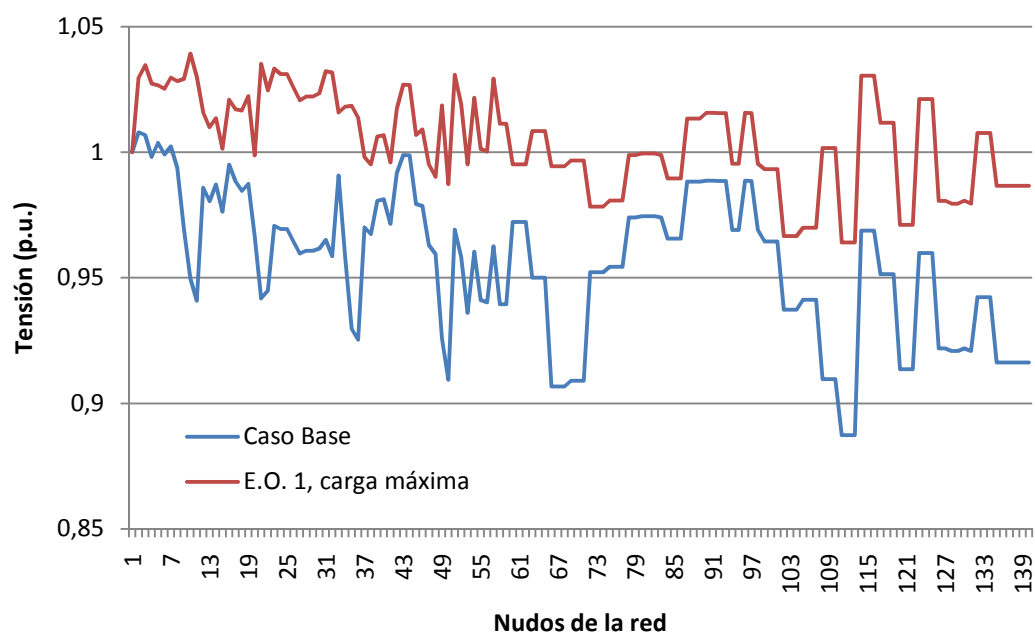


Figura 6.6 Perfil de tensiones E.O. 1.

6.4 E.O.2: Minimización de los costes derivados de las pérdidas de potencia activa

6.4.1 Función objetivo

El objetivo propuesto en esta E.O. 2 es minimizar el coste asociado a las pérdidas de potencia activa en el sistema, para ello la función objetivo se encarga de minimizar las pérdidas de activa en el sistema, (6.16). El problema de optimización relacionado con esta E.O. sería:

$$\text{Min } F(y) = \left(\frac{\text{pérdidas}_{\text{actuales}}(y)}{\text{pérdidas}_{\text{iniciales}}} \right) \quad (6.16)$$

Sujeto a las restricciones dadas en el apartado 6.2.1

El valor de la función objetivo para las soluciones no factibles se ha establecido en 1, correspondiente a la peor situación en la que las pérdidas de potencia activa en el sistema modificado por el AG no se viesen reducidas con respecto a la situación de partida.

6.4.2 Resultados

La Tabla 6.3 recoge la solución dada por el AG para la minimización de las pérdidas de activa en el sistema.

Tabla 6.3 Solución E.O. 2.

E.O. 2	F(y) = 0.709	Generadores eólicos					
		PC 1	Q1 (Mvar)	PC 2	Q2 (Mvar)	PC 3	Q3 (Mvar)
		9	0,249	32	1,642	21	7
	$\lambda = 0$ p.u.	SVC					
		PC 4		Q4 (Mvar)	PC5		Q5 (Mvar)
		19		7	57		5

El valor de la función objetivo para la solución óptima es 0,709, es decir, el coste asociado a las pérdidas de potencia activa se reduce en un 29,1%. Puesto que el objetivo de esta E.O. no está relacionada con la cargabilidad del sistema ésta no se ve modificada en el estudio ($\lambda = 0$ p.u.).

En la Figura 6.7 se observa el perfil de tensiones de la red inicial y de la red modificada a partir del resultado dado por el AG para la E.O. 2, es decir, la localización óptima de las unidades de generación en los nudos 9, 32 y 21 y la colocación de los SVC en los nudos 19 y 57, para la reducción de las pérdidas de potencia activa en el sistema. Podemos observar como el perfil dado por el AG respeta los límites de operación. La dispersión del perfil de tensiones se reduce hasta un valor 0,0188 p.u.

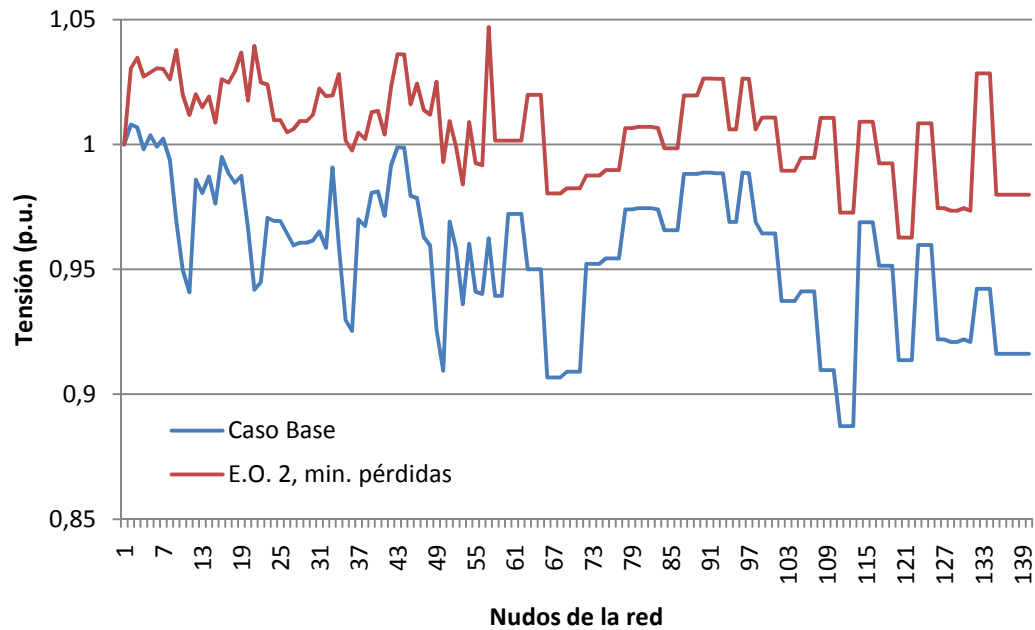


Figura 6.7 Perfil de tensiones E.O. 2.

6.5 E.O.3: Minimización del coste asociado a las unidades de generación de potencia reactiva instaladas

6.5.1 Función objetivo

Esta E.O. 3 trata de minimizar el coste derivado de la incorporación de los tres SVC en el sistema, (6.17). La formulación del problema de optimización planteada para esta condición es:

$$\text{Min } F(y) = Q_{SVC1} + Q_{SVC2} + Q_{SVC3} \quad (6.17)$$

Sujeto a las restricciones dadas en el apartado 6.2.1

Donde Q_{SVC_i} representa el aporte de potencia reactiva de uno de los SVC a incorporar al sistema, los dos individuales y el asociado al parque eólico de velocidad fija, y permite determinar la capacidad máxima de dichas unidades.

El valor de la función objetivo para las soluciones no factibles corresponde a la suma de la capacidad máxima de los 3 SVC, es decir, 30 Mvar.

6.5.2 Resultados

La Tabla 6.4 muestra la solución dada por el AG para la minimización de las pérdidas de activa en el sistema.

Tabla 6.4 Solución E.O. 3.

E.O. 3	$F(y) = 11 \text{ Mvar}$	Generadores eólicos					
		PC 1	Q1 (Mvar)	PC 2	Q2 (Mvar)	PC 3	Q3 (Mvar)
		9	0	29	2	14	2
	$\lambda = 0$	SVC					
		PC 4		Q4 (Mvar)	PC5		Q5 (Mvar)
		22		8	41		1

El valor de la función objetivo para la solución óptima es 11 Mvar. Puesto que el objetivo de esta E.O. 3 no está relacionada con la cargabilidad del sistema ésta no se ve modificada en el estudio ($\lambda = 0$ p.u.).

Como se puede comprobar en el Figura 6.8, el perfil de tensiones de la red modificada a partir del resultado dado por el AG para la E.O. 3, es notablemente mejor que el perfil inicial, respetando los límites de operación establecidos. La reducción de la dispersión del perfil es menor que en las estrategias anteriores, alcanzando un valor 0,0232 p.u.

Para disminuir los costes y el tamaño de los SVC los parques se tienen que conectar en los nudos 9, 29 y 14, y los SVC en los nudos 22 y 41.

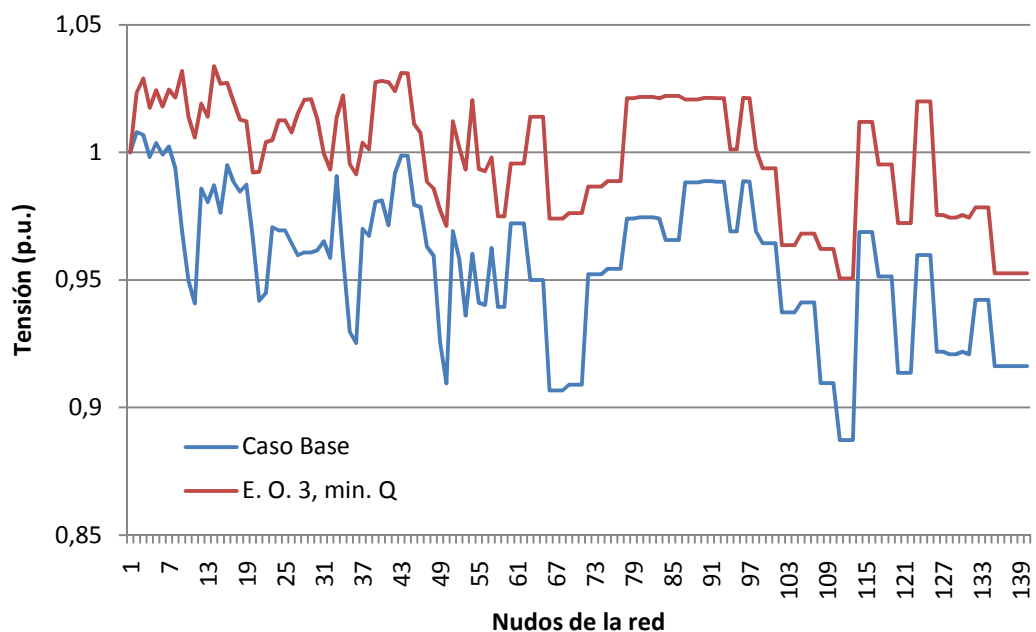


Figura 6.8 Perfil de tensiones E.O. 3.

6.6 E.O.4: Multiobjetivo

6.6.1 Función multiobjetivo

Analizando las estrategias anteriores, se observa que para cumplir los objetivos individuales, el AG calcula distintos nudos de conexión así como distintos valores de inyección de potencia reactiva para cada estrategia. Se plantea buscar la ubicación óptima teniendo en cuenta todos los objetivos individuales. En esta situación, es necesario emplear un método de optimización multiobjetivo. Es en este aspecto donde los AG destacan respecto a otras técnicas de optimización, que no permiten realizar este tipo de estudios.

En esta estrategia de optimización, la función multiobjetivo a minimizar, englobaría los tres objetivos individuales expuestos en los apartados anteriores. En este caso es necesario ponderar con unos coeficientes (α, β y γ) el peso de la optimización entre los 3 criterios. El problema de optimización sería:

$$\text{Min } F(y) = \alpha f(y) + \beta g(y) + \gamma h(y) \quad (6.18)$$

Sujeto a las restricciones dadas en el apartado 6.2.1

Donde:

- $f(y)$ es la función objetivo de la E.O. 1, maximización de la cargabilidad (6.15).
- $g(y)$ es la función objetivo de la E.O. 2, minimización de las pérdidas de potencia activa (6.16).
- $h(y)$ es la función objetivo de la E.O. 3, minimización de la capacidad de los SVC (6.17).

Para la elección de los coeficientes de los objetivos individuales, los parámetros α, β y γ , se realizan 5 estudios, correspondientes a 5 estrategias de optimización multiobjetivo, con la distribución de pesos mostrados en la Tabla 6.5.

El coste unitario asociado a las pérdidas de potencia activa y a las unidades de generación de reactiva es 100 \$/kW y 35 \$/kvar respectivamente.

Tabla 6.5 Coeficientes de ponderación de la función multiobjetivo.

	α	β	γ
E.O. 4a	0	1/3	2/3
E.O. 4b	1/2	1/4	1/4
E.O. 4c	2/5	1/5	2/5
E.O. 4d	1/3	1/3	1/3
E.O. 4e	1/4	1/4	1/2

6.6.2 Resultados

En la Tabla 6.6 se puede ver un resumen de la solución óptima encontrada por el AG para cada una de las estrategias de optimización multiobjetivo. En ella se puede apreciar cómo la localización óptima del parque eólico 1 es la misma para las 5 estrategias de operación (nudo 9), mientras que la contribución de potencia reactiva es semejante (0 Mvar y 2 Mvar). Una situación parecida se puede apreciar para la optimización de los parques 2 y 3, en ellos la localización dada para cada estrategia corresponde a nudos consecutivos de la red. Las principales diferencias entre las soluciones aparecen a la hora de localizar los SVC y determinar su tamaño óptimo.

Tabla 6.6 Resultados de las E.O. multiobjetivo dado por el AG.

	<i>FF</i>	$\lambda_{lim.}$ (p.u.)	<i>PC1</i>	<i>Q1</i> (Mvar)	<i>PC2</i>	<i>Q2</i> (Mvar)	<i>PC3</i>	<i>Q3</i> (Mvar)	<i>PC4</i>	<i>Q4</i> (Mvar)	<i>PC5</i>	<i>Q5</i> (Mvar)
E.O. 4a	5,58	0	9	2	30	3	21	4	22	1	23	3
E.O. 4b	3,18	0,0187	9	2	31	2	22	6	102	1	49	3
E.O. 4c	2,94	0,0104	9	2	32	3	22	3	21	2	120	1
E.O. 4d	3,90	0,0029	9	0	32	2	22	4	32	5	24	1
E.O. 4e	5,43	0,0061	9	0	31	3	21	7	33	1	31	2

Se puede observar el perfil de tensiones para las 5 estrategias de optimización multiobjetivo propuestas en la Figura 6.9.

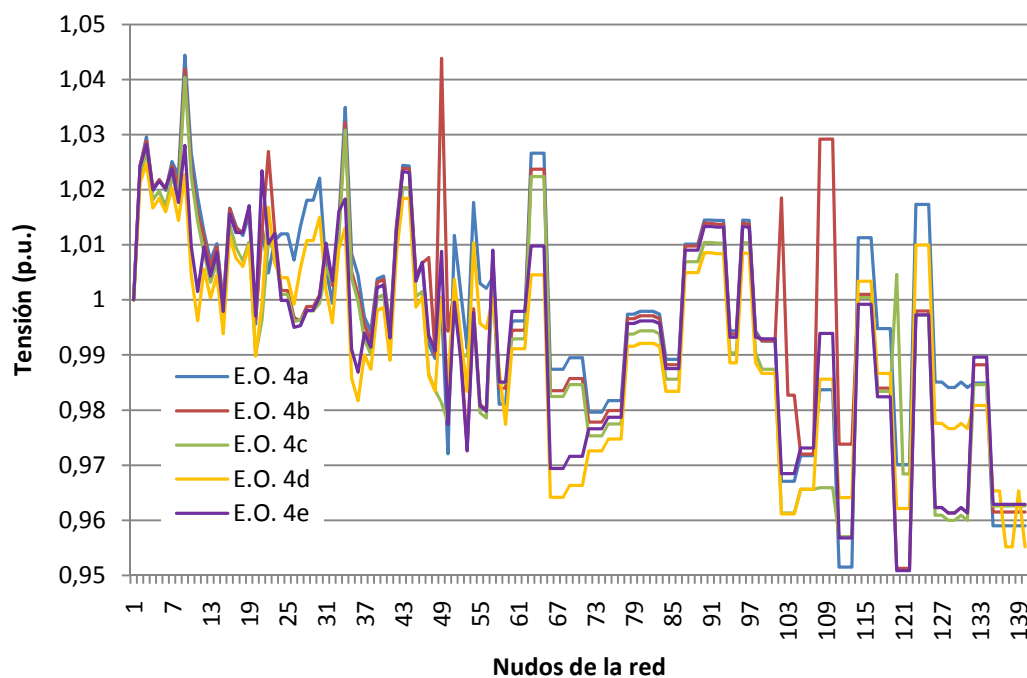


Figura 6.9 Perfil de tensiones de las E.O. multiobjetivo.

La Tabla 6.7 muestra un resumen de los valores adoptados para las variables a optimizar en las diferentes estrategias de optimización. En este caso, $\lambda_{lim.,teórico}$ se

obtiene a partir de las curvas P-V para cada una de las configuraciones de red dadas por las diferentes estrategias de optimización, y corresponde a la cargabilidad máxima teórica. Como se puede observar, $\lambda_{\text{lim.,teórico}}$ es siempre superior a la dada por el AG en la E.O. 1. Esta diferencia reside en el hecho de que, aunque el AG tiende asintóticamente al óptimo, generalmente ofrece soluciones factibles en el entorno del óptimo.

La E.O. 4c se postula como mejor opción para el estudio multiobjetivo. La estrategia de optimización 4c presenta buen perfil de tensiones, buen comportamiento frente a la estabilidad de tensión y cargabilidad del sistema, y es la estrategia óptima en cuanto a criterios económicos. Además la dispersión del perfil de tensiones resultante de esta configuración es una de las mejores. Esta estrategia se podría plantear, por tanto, como una solución de compromiso entre los criterios económicos y de estabilidad.

Analizando el diagrama de barras de la Figura 6.10 podemos concluir que la E.O.4d es la que presenta menor dispersión del perfil de tensiones.

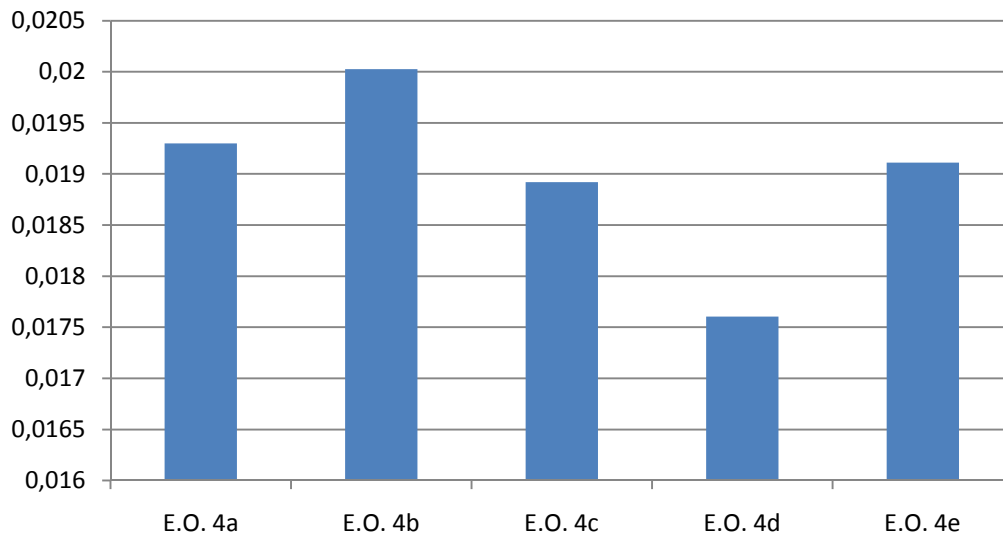


Figura 6.10 Dispersión del perfil de tensiones de las E.O. multiobjetivo.

Tabla 6.7 Resumen E.O. multiobjetivo.

	$\lambda_{\text{lim.,teórico}}$ (p.u.)	$\lambda_{\text{crít.}}$ (p.u.)	Pérdidas (MW)	Q_{svc} (Mvar)	Coste _{pérd.} (1000 \$)	Coste _{svc} (1000\$)	Coste _{total} (1000\$)	Dispersión (%)
E.O. 4a	0,01	1,1	2,53	8	253	280	533	1,93
E.O. 4b	0,027	1,1	2,63	10	263	350	613	2
E.O. 4c	0,05	1,2	2,5	6	250	210	460	1,89
E.O. 4d	0,077	1,1	2,61	10	261	350	611	1,76
E.O. 4e	0,012	1,2	2,52	10	252	350	602	1,91

6.7 Selección de la mejor estrategia de optimización

Una vez expuestas las estrategias mono-objetivo y elegida la mejor E.O. multiobjetivo, se va a realizar un análisis para determinar la estrategia más adecuada para el problema de optimización que nos ocupa.

El análisis se va a realizar sobre las estrategias mono-objetivo (E.O. 1, 2 y 3) y la estrategia multiobjetivo seleccionada en el apartado anterior (E.O. 4c), cuyos resultados se encuentran en la Tabla 6.8.

La Figura 6.11, Figura 6.12 y Figura 6.13 muestran el perfil de tensiones, las tensiones máxima, mínima y media, y la diferencia de tensiones y desviación estándar de las estrategias a comparar. Se puede observar que el perfil de tensiones dado por la E.O. 4c es el que presenta menor dispersión de los datos. Por el contrario, el valor medio de las tensiones en los nudos de la red, para esta estrategia de optimización, es el que se encuentra más alejado del valor de referencia 1 p.u., aunque no resulta muy relevante ya que dicho valor medio de tensión es 0,9911 p.u., muy cercano a la consigna unidad.

Tabla 6.8 Resultados del AG para las E.O. 1, 2, 3 y 4c.

	λ_{lim} (p.u.)	PC1	Q1 (Mvar)	PC2	Q2 (Mvar)	PC3	Q3 (Mvar)	PC4	Q4 (Mvar)	PC5	Q5 (Mvar)
O.E. 1	0,1458	10	-0,75	32	3,08	21	8	24	7	32	10
O.E. 2	0	9	0,249	32	1,642	21	7	19	7	57	5
O.E. 3	0	9	0	29	2	14	2	22	8	41	1
O.E. 4c	0,0104	9	2	32	3	22	3	21	2	120	1

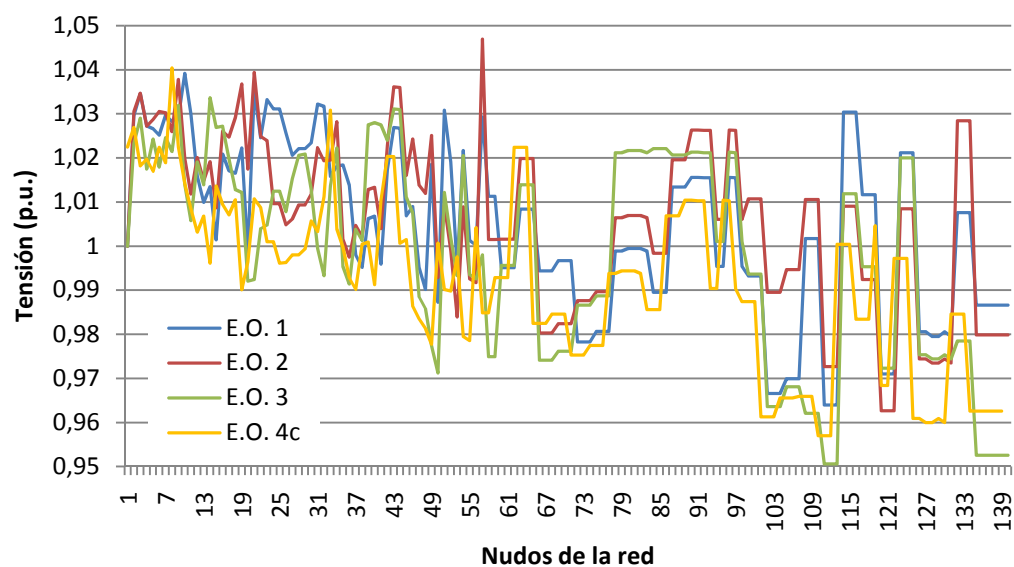


Figura 6.11 Perfil de tensiones de las E.O.1, 2, 3 y 4c.

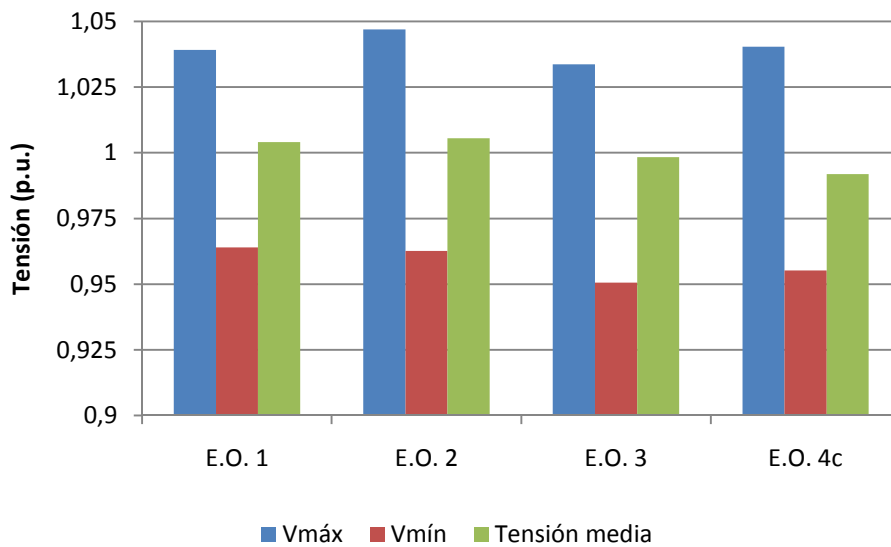


Figura 6.12 Tensión máxima, mínima y media de las E.O.1, 2, 3 y 4c.

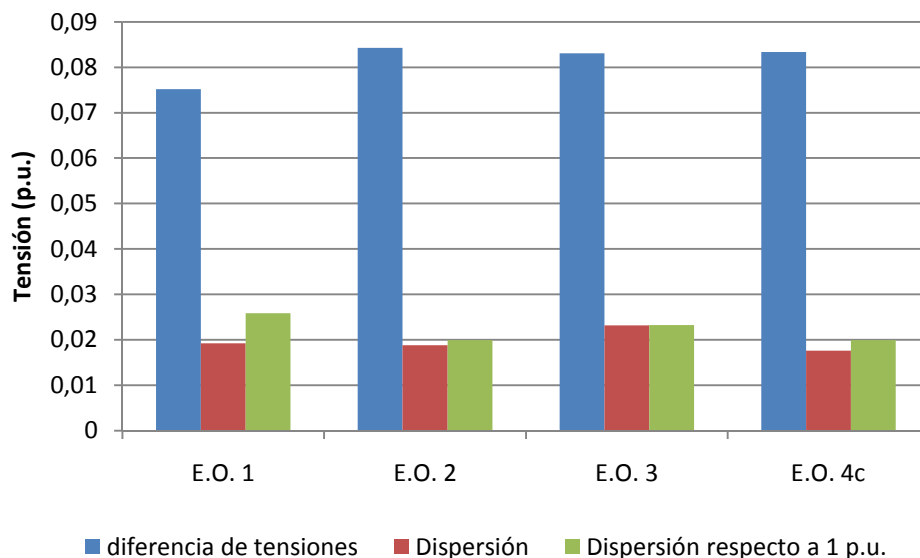


Figura 6.13 Diferencia de tensiones y dispersión de las E.O.1, 2, 3 y 4c.

La Figura 6.14 representa las curvas P-V para las cuatro estrategias a comparar. Se observa que las curvas P-V correspondientes a las E.O. 2, E.O. 3 y E.O. 4c casi se superponen para los primeros valores de λ . Sin embargo, el comportamiento del sistema correspondiente a la configuración de red dada por la E.O. 2 y E.O. 4c es superior, alcanzando el punto de colapso de tensión para una valor de cargabilidad de 1,2 p.u.

La Figura 6.15 muestra un resumen del análisis de estabilidad de tensión de las 4 estrategias de estudio.

El último análisis a realizar antes de concluir cuál es la estrategia de operación óptima para el problema que nos ocupa, es el estudio comparativo de las estrategias en cuanto a criterios económicos se refiere. En base a ello se comparan los resultados obtenidos para cada E.O. en función del coste y magnitud de las

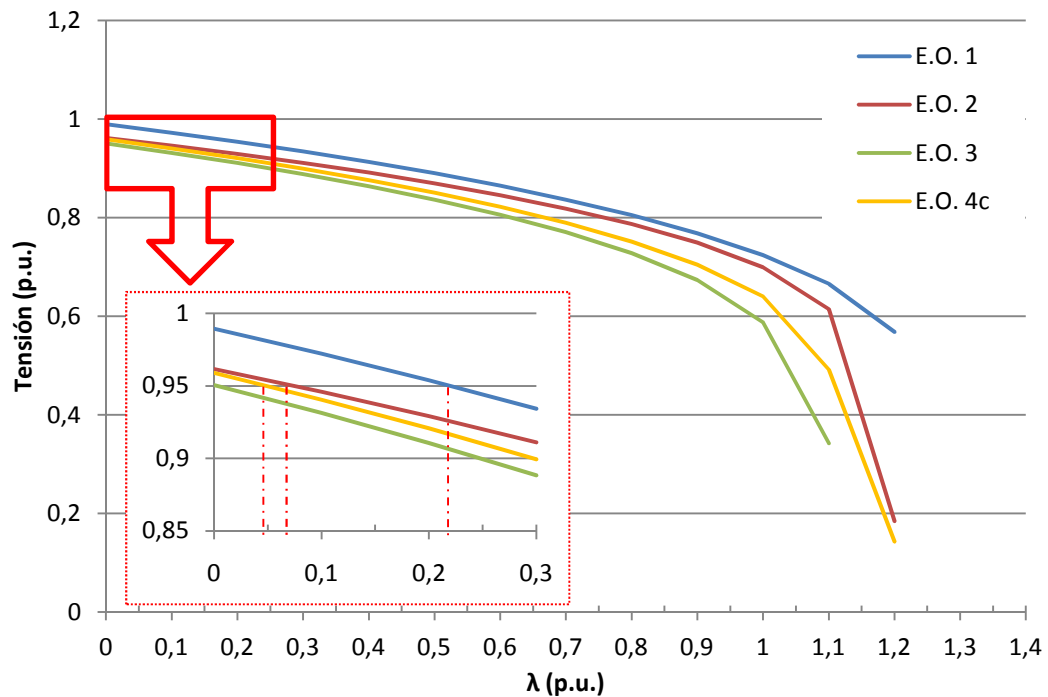
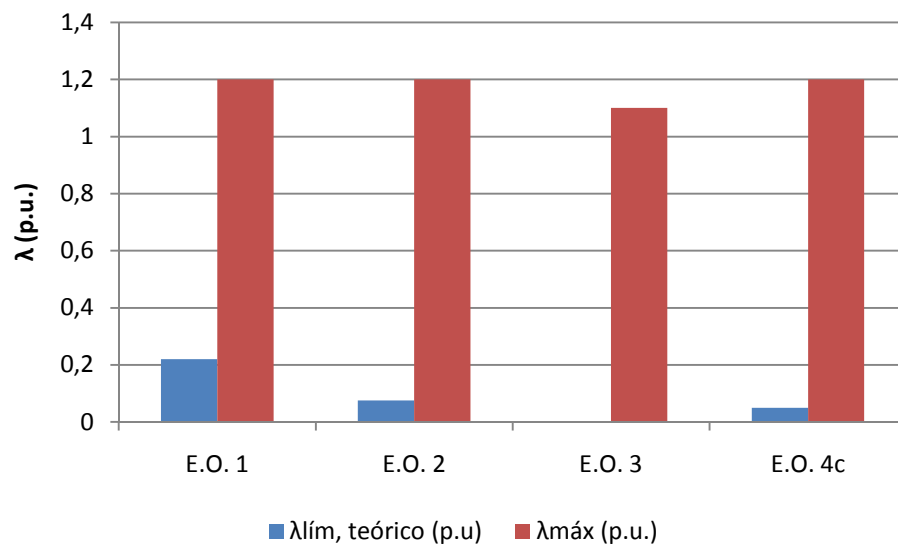


Figura 6.14 Curvas PV de las E.O. 1, 2, 3 y 4c.

Figura 6.15 $\lambda_{\text{lím, teórico}}$ y $\lambda_{\text{máx}}$ de tensión para las E.O. 1, 2, 3 y 4c.

pérdidas de potencia activa, y coste y capacidad de los SVC incluidos en el sistema.

La Figura 6.16 representa las pérdidas de potencia activa en la red modificada con la configuración dada por el AG, así como la capacidad total de los SVC incorporados a la red. Se comprueba cómo el empleo de la estrategia multiobjetivo reduce considerablemente la capacidad total de los SVC. Sin embargo, las pérdidas de activa en el sistema son muy similares para las 4 estrategias de estudio.

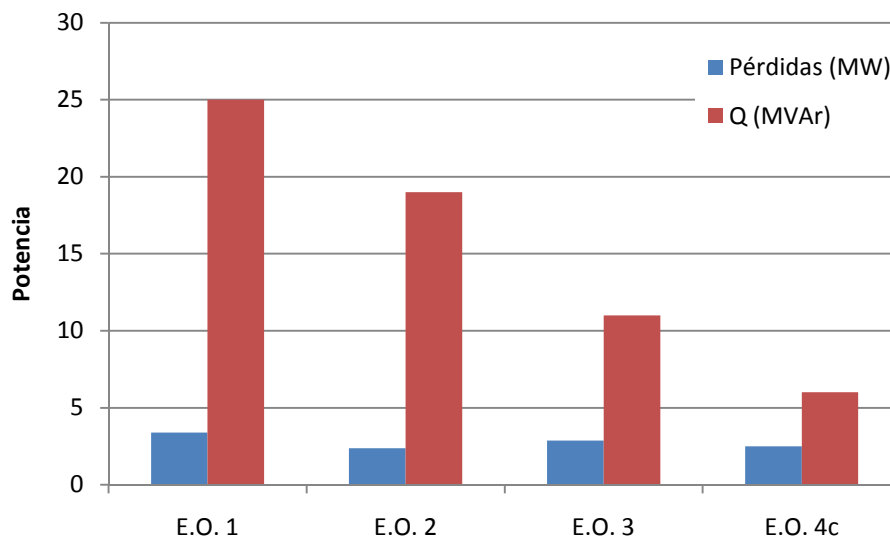


Figura 6.16 Pérdidas de potencia activa y capacidad total de los SVC de las E.O.1, 2, 3 y 4c.

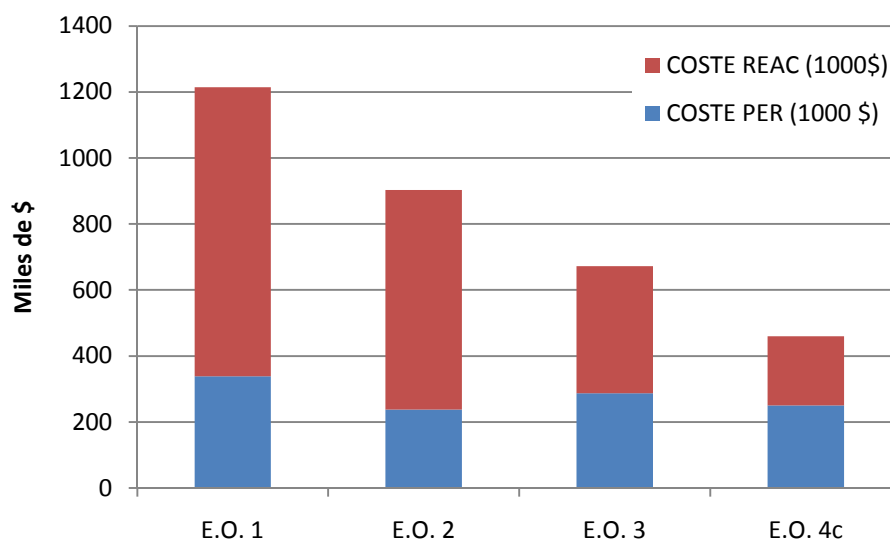


Figura 6.17 Coste de las pérdidas de activa y la capacidad de los SVC.

La Figura 6.17 muestra el coste total asociado a las pérdidas de potencia activa en el sistema y a la capacidad de los SVC instalados. Se puede observar que el coste total derivado del empleo de la E.O. 4c es el menor de los cuatro, decantándose esta estrategia como la mejor en cuanto a la selección por criterios económicos.

La Tabla 6.9 recoge un resumen de las principales características de las 4 estrategias de optimización que participan en el proceso comparativo. En ella se pueden observar las estrategias de optimización mejores para cada uno de los conceptos (casillas sombreadas en azul), destacándose la estrategia de optimización multiobjetivo como la mejor de las cuatro ya que, aunque la máxima

cargabilidad y el menor coste de pérdidas lo ostentan las estrategias de optimización 1 y 2 respectivamente (maximización de la cargabilidad y minimización de las pérdidas respectivamente) el comportamiento general de la estrategia multiobjetivo predomina sobre las demás.

Tabla 6.9 Tabla resumen de las E.O.1, 2, 3 y 4c.

	$\lambda_{lim.,teórico}$ (p.u.)	$\lambda_{crit.}$ (p.u.)	$Cost_{losses}$ (MW)	$Cost_{Var\ units}$ (Mvar)	$Dispersión$ (p.u.)
E.O.1	0,22	1,1	339	875	0.0192
E.O.2	0,075	1,2	238	665	0.0189
E.O.3	0	1,1	287	385	0.0232
E.O.4c	0,05	1,2	250	210	0.0189

Por lo tanto podemos concluir que, tras realizar un análisis comparativo entre las 3 estrategias mono-objetivo y la seleccionada multiobjetivo, la estrategia de optimización que mejor se adecua al problema de optimización que se presenta en este trabajo es la estrategia multiobjetivo en la que se prima la cargabilidad y el coste asociado a los SVC frente a los costes derivados de las pérdidas de potencia activa en el sistema.

6.8 Estudio de varios escenarios de carga

Para el estudio que nos ocupa a continuación se va a seleccionar la E.O. 4d, dicha estrategia es la que muestra una distribución equitativa de pesos entre los coeficientes individuales.

El objetivo del estudio es encontrar la configuración de red óptima para abastecer al sistema bajo diferentes condiciones de carga y generación.

6.8.1 Planteamiento del problema

Se seleccionan para el estudio cuatro escenarios de carga-generación (E.C.), según se muestra en la Tabla 6.10. En cuanto a la generación, se considera un escenario de máxima generación al funcionamiento a plena carga de los 3 generadores eólicos introducidos en el sistema, lo que supone un aporte de 30 MW; mientras que el peor escenario de generación se simula mediante una desconexión o aporte de potencia nulo por parte de estas unidades.

Tabla 6.10 Escenarios de carga y generación.

	Carga	Generación
E.C. 1	Valle (60%)	Máxima (30 MW)
E.C. 2		Mínima (0 MW)
E.C. 3	Punta (100%)	Máxima (30 MW)
E.C. 4		Mínima (0 MW)

6.8.2 Resultados

La Tabla 6.11 muestra el resumen de los resultados obtenidos al aplicar el AG, con la función objetivo correspondiente a la estrategia de optimización 4d, a cada uno de los cuatro escenarios de carga-generación propuestos.

Tabla 6.11 Resumen de resultados de los escenarios de carga.

	<i>FF</i>	$\lambda_{lim.}$ (p.u.)	<i>PC1</i>	<i>Q1</i> (Mvar)	<i>PC2</i>	<i>Q2</i> (Mvar)	<i>PC3</i>	<i>Q3</i> (Mvar)	<i>PC4</i>	<i>Q4</i> (Mvar)	<i>PC5</i>	<i>Q5</i> (Mvar)
E.C. 1	1,64	0,0355	9	-0,82	30	3	22	1	15	1	21	1
E.C. 2	2,04	0,239	9	0	25	0	21	1	58	2	10	1
E.C. 3	2,57	0,0071	9	2	32	3	22	4	58	1	30	1
E.C. 4	4,94	0,004	9	0	32	0	22	5	34	3	28	5

El AG indica la localización y la potencia reactiva que debe inyectar cada una de las unidades de generación para cumplir los límites de operación para cada uno de los escenarios de carga-generación, independientemente del resto.

El objetivo del estudio es determinar la configuración de red óptima, en cuanto a localización, capacidad máxima de los SVC e inyección de potencia reactiva se refiere, para que se cumplan las condiciones de operación que cubren todos los posibles escenarios de carga-generación.

Por lo tanto, una vez obtenidas las configuraciones de red óptimas para cada escenario de carga-generación, es necesario seleccionar aquella cuyo perfil de tensiones se encuentre dentro de los límites de operación establecidos, independientemente del escenario al que se aplique.

La Figura 6.18 muestra el perfil de tensiones de los 4 escenarios de estudio para la situación de carga punta del sistema. Analizando dicha figura se puede concluir que la configuración de red dada por el AG para los escenarios de carga 1 y 2 (escenario correspondientes a situación de carga valle) no permiten abastecer escenarios de carga punta respetando las restricciones técnicas de red. Del mismo modo, se puede comprobar mediante la Figura 6.18 que la inyección de potencia reactiva en el sistema dada por la configuración 3, escenario de carga punta y máxima generación, es insuficiente para mantener la tensión de los nudos de la red dentro de los límites de operación, en el escenario de mínima generación (E.C.4).

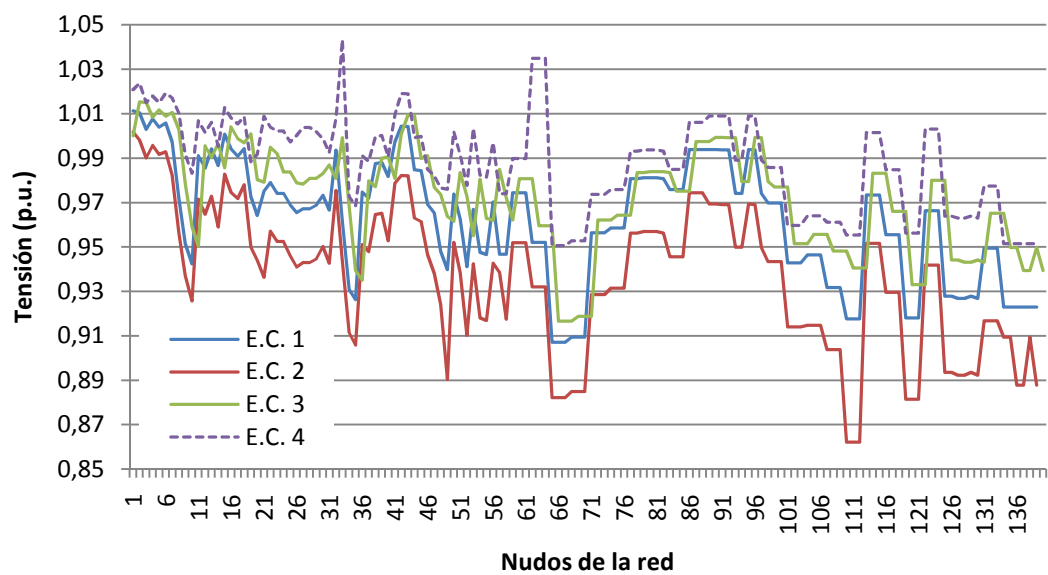


Figura 6.18 Perfil de tensiones para las configuraciones dadas por los escenarios de carga aplicados a situación de carga punta.

A continuación, se observa en la Figura 6.19 que la configuración de red dada por la E.C. 4 permite abastecer el escenario de carga valle y máxima o mínima generación,.

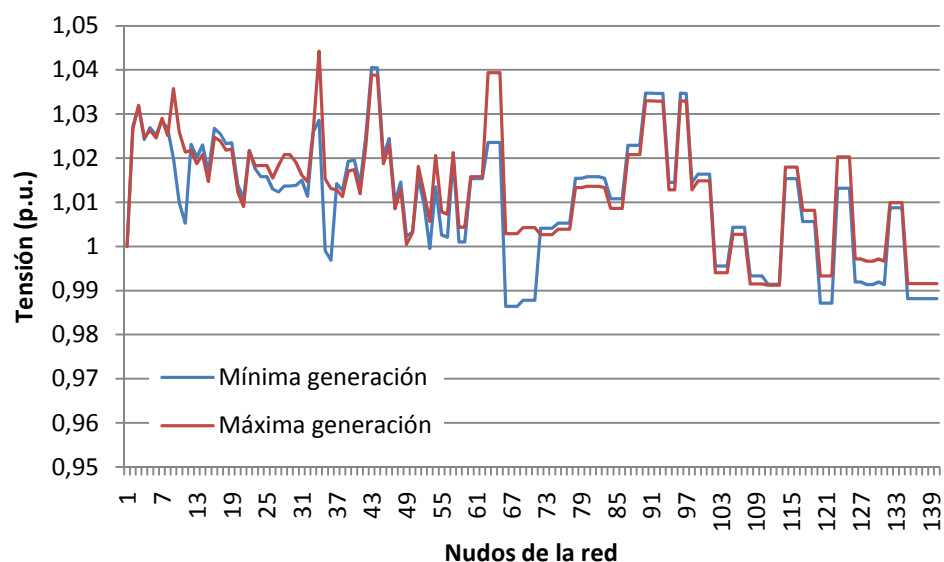


Figura 6.19 Perfil de tensiones para escenario de carga valle, máxima y mínima generación para el E.C. 4.

Por lo tanto, se puede concluir que: la única configuración capaz mantener el perfil de tensiones, dentro de la franja establecida por los límites de operación, es la correspondiente al escenario de carga punta y mínima generación, es decir la E.C. 4. Para esta configuración de red, los generadores eólicos se deben conectar en los nudos 9, 32 y 22. En este escenario los parques eólicos están desconectados, sin embargo, el SVC asociado al parque eólico de velocidad fija,

conectado en el nudo 22, es capaz de inyectar 5 Mvar en el sistema, apoyando de esta manera la labor de los otros dos SVC, que se localizan en los nudos 34 y 28, con una capacidad de 3 y 5 Mvar respectivamente.

Una vez seleccionada la configuración de red óptima, y determinada la capacidad máxima de los SVC, se aplica el AG, correspondiente a la estrategia de optimización multiobjetivo 4d, para determinar el ajuste de las consignas de potencia reactiva inyectada por los parques eólicos y los SVC, respetando los límites de tensión para funcionamiento normal del sistema, para los restantes escenarios de carga. La Tabla 6.12 muestra la consigna de potencia reactiva para las unidades de generación y los SVC correspondiente a cada una de los escenarios de carga estudiados. Como se puede observar, a menor carga menor es la inyección de potencia reactiva por parte de las diferentes unidades.

Tabla 6.12 Consignas de potencia reactiva para los 4 escenarios de carga y la configuración de red óptima.

	<i>PC1</i>	<i>Q1</i> (Mvar)	<i>PC2</i>	<i>Q2</i> (Mvar)	<i>PC3</i>	<i>Q3</i> (Mvar)	<i>PC4</i>	<i>Q4</i> (Mvar)	<i>PC5</i>	<i>Q5</i> (Mvar)
E.C. 1	9	-2,27	32	1,94	22	1	34	1	28	1
E.C. 2	9	0	32	0	22	1	34	1	28	1
E.C. 3	9	-1,19	32	2,52	22	4	34	2	28	2
E.C. 4	9	3	32	3	22	8	34	1	28	1

La Figura 6.20 muestra el perfil de tensiones para la red de estudio en la que se han incluido los generadores eólicos y SVC en las localizaciones dadas por el AG del escenario de carga 4, nudos 9, 32, 22, 34 y 28 respectivamente. Se puede observar que con las consignas de potencia reactiva facilitadas por el AG los perfiles de tensión para los 4 escenarios de carga-generación se encuentran dentro de los límites de operación establecidos a lo largo de este trabajo.

En este apartado se muestra la eficacia del AG para ofrecer consignas de potencia reactiva, a las diferentes unidades generadoras, con el objetivo de abastecer el sistema bajo diferentes condiciones de carga y generación.

Por lo tanto, el AG diseñado se muestra como una herramienta versátil, tanto para la determinación conjunta de la localización óptima de unidades de generación y SVC y su inyección de potencia reactiva, como para el tratamiento posterior de las consignas de reactiva.

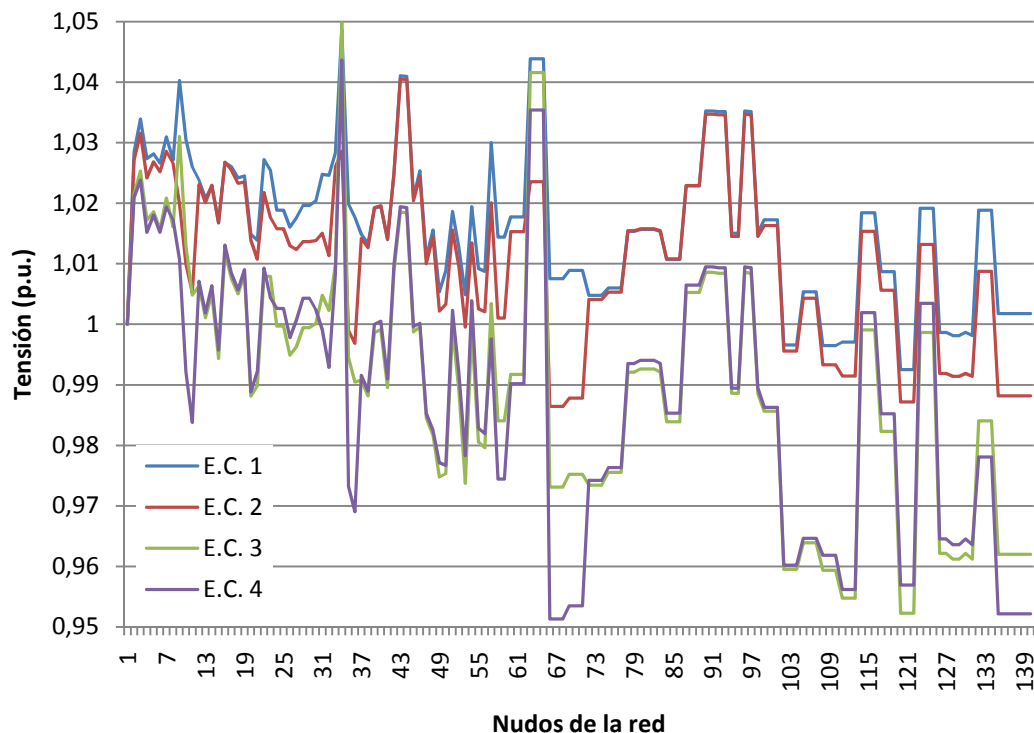


Figura 6.20 Perfil de tensiones para consignas de inyección de potencia reactiva.

6.9 Gestión de potencia reactiva para la carga diaria

En este caso se parte de la configuración de red dada por el escenario de carga de punta y mínima generación recogido en la Tabla 6.13, que corresponde a la configuración de red óptima del estudio de escenarios de carga (apartado 6.8.2). Se dispone, por tanto, de dos parques eólicos de velocidad variable, de 10 MW cada uno, con factor de potencia $\pm 0,95$ p.u., conectados en los nudos 9 y 32; un parque eólico de 10 MW, con máquinas de velocidad fija, y un SVC asociado de 5 Mvar, conectados en el nudo 22; el sistema se completa con dos SVC de 3 y 5 Mvar conectados en los nudos 34 y 28, respectivamente.

Tabla 6.13 Resultado del escenario de carga-generación 4.

	<i>PC1</i>	<i>PC2</i>	<i>PC3</i>	<i>Q3</i> (Mvar)	<i>PC4</i>	<i>Q4</i> (Mvar)	<i>PC5</i>	<i>Q5</i> (Mvar)
E.C. 4	9	32	22	5	34	3	28	5

Para realizar el estudio se ha seleccionado, como ejemplo, la curva de demanda correspondiente al 17 de diciembre de 2007 que corresponde a la situación de máxima demanda en el periodo comprendido entre 2004 y 2008, Figura 6.21.

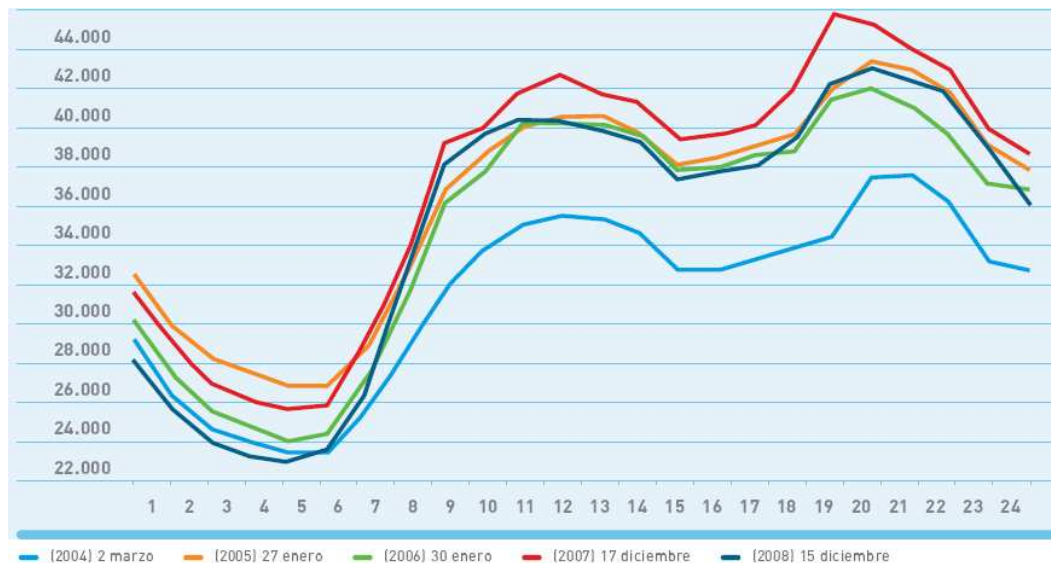


Figura 6.21 Curva de demanda anual [109].

Es importante destacar que ahora el objetivo de la función de optimización del AG no es determinar la ubicación óptima de los parques eólicos y SVC ni la capacidad máxima de los mismos. En el estudio que ahora nos ocupa, se utiliza el método de optimización para la operación de las consignas de potencia reactiva de los parques eólicos y SVC, ya instalados, para las 24 horas siguientes.

Una vez obtenidos los escalones de carga a analizar se ejecuta el AG para obtener los valores de consigna de potencia reactiva para cada intervalo. En esta situación se supone que el operador de red desea regular el sistema de forma que se minimicen las pérdidas. Por tal razón, el AG encuentra la solución óptima según la E.O. 2, que corresponde a la minimización de los costes derivados de las pérdidas de potencia activa en el sistema.

La Tabla 6.14 muestra el porcentaje que cada escalón de carga representa con respecto al máximo de la curva de carga, y la consigna de potencia reactiva dada por el AG para los parques eólicos y SVC.

Con estas consignas se puede observar que:

- Para los escalones de menor carga, correspondientes a las horas 1 a 6, el parque eólico localizado en el nudo 9 absorbe potencia reactiva de la red, mientras que el parque eólico del nudo 32 sólo absorbe potencia reactiva en la hora 0 y la hora 3.
- La máxima consigna de potencia reactiva para los 5 dispositivos no se corresponde con la condición de demanda de carga máxima.
- A partir del estudio de las consignas máximas para cada unidad de generación, cabe destacar que no es necesario emplear la capacidad máxima de inyección de potencia reactiva correspondiente a los parques eólicos de velocidad variable y ni de los SVC conectados al sistema.

Tabla 6.14 Consignas de reactiva para la curva de carga diaria de estudio.

<i>hora</i>	<i>% de carga</i>	<i>Q1</i>	<i>Q2</i>	<i>Q3</i>	<i>Q4</i>	<i>Q5</i>
0	69	-1,73	-1,43	3,18	1,04	3,95
1	63	-0,72	2,61	1,90	0,25	0,39
2	59	-2,62	1,88	2,36	0,93	2,48
3	57	-1,43	-0,17	2,73	0,63	1,26
4	56	-0,86	0,38	2,26	0,31	1,40
5	56	-0,86	0,38	2,26	0,31	1,40
6	64	-1,54	1,73	2,95	0,61	1,34
7	73	-0,85	2,23	3,64	0,77	1,60
8	86	1,50	3,00	4,05	0,01	2,30
9	87	1,20	1,97	3,74	0,36	2,04
10	92	0,83	2,80	4,37	0,48	2,28
11	94	1,20	3,12	4,67	0,17	2,75
12	91	1,31	1,37	4,27	0,17	2,57
13	90	0,53	3,19	4,88	0,79	2,60
14	86	1,50	3,00	4,05	0,01	2,30
15	86	1,50	3,00	4,05	0,01	2,30
16	88	1,24	2,50	4,03	0,34	3,04
17	92	0,83	2,80	4,37	0,48	2,28
18	100	0,80	2,00	4,62	0,67	3,77
19	99	0,47	2,77	4,72	1,21	3,10
20	96	0,92	2,41	4,81	0,64	2,65
21	94	0,91	2,11	4,44	0,80	3,07
22	87	1,20	1,97	3,74	0,36	2,04
23	85	-1,29	1,82	4,42	1,37	1,83

6.10 Impacto de la planificación de potencia reactiva en el análisis de contingencias

6.10.1 Planteamiento general del problema

Una vez ubicados los parques eólicos y los dispositivos electrónicos, SVC, se quiere comprobar cuál es la seguridad que ofrece la nueva red. Para ello, se realiza un estudio de análisis de contingencias de criterio N-1 como se indicó en el capítulo 2.

Puesto que el sistema de estudio no es muy grande (140 nudos) y el tiempo de cálculo no es un factor determinante no se realiza preselección de contingencias. Las violaciones de límites que se van a estudiar son: flujo de potencia por línea y transformadores, y límites de tensión en los nudos de la red. La Tabla 6.15 muestra los límites considerados para las variables de control [28]:

Tabla 6.15 Límites de las variables de control del análisis de contingencias.

	<i>Límite inferior</i>	<i>Límite superior</i>
Líneas y transformadores	100%	100%
Nudos	0,93 p.u.	1,11 p.u.

6.10.2 Casos de estudio

El análisis de contingencias se realiza para el sistema de 140 nudos considerando tres casos de estudio: caso base, caso no óptimo y solución óptima dada por el AG de localización.

1. *Caso Base*: corresponde a la red inicial de 140 nudos sin conexión de parques eólicos ni SVC.
2. *Caso no óptimo*: corresponde a la localización no óptima de tres parques eólicos, en las redes de 132 y 45 kV, y dos SVC en la zona de 380 V. Se considera que los parques eólicos operan con un factor de potencia unidad y por lo tanto no ofrecen capacidad de regulación de potencia reactiva.
3. *Caso óptimo*: corresponde a la ubicación y capacidad óptima dada por el AG para en el apartado 6.8, para el escenario de carga punta y mínima generación.

La Tabla 6.16 muestra un resumen de las localizaciones y capacidades de las unidades de generación y SVC para cada caso de estudio.

Tabla 6.16 Ubicación de casos de estudio.

<i>Caso</i>	<i>PC1</i>	<i>Q1</i> (Mvar)	<i>PC 2</i>	<i>Q2</i> (Mvar)	<i>PC 3</i>	<i>Q3</i> (Mvar)	<i>PC 4</i>	<i>Q4</i> (Mvar)	<i>PC 5</i>	<i>Q5.</i> (Mvar)
<i>No óptimo</i>	8	0	4	0	50	0	68	1	112	1
<i>Óptimo</i>	9	0,803	32	2,004	22	4,619	34	0,665	28	3,769

6.10.3 Resultados

6.10.3.1 Violaciones de límites

La Tabla 6.17 muestra un resumen del análisis de contingencias realizado para los tres escenarios propuestos. Se puede observar que la localización óptima de los parques eólicos y SVC reduce considerablemente el número de violaciones del sistema así como las contingencias que las provocan. Como se puede ver, para el caso no óptimo, de las 292 contingencias de estudio 290 de ellas provocan violaciones de límites, mientras que para el caso óptimo, de las 292 contingencias de estudio sólo 16 provocan violaciones de límites. También se puede observar como la tensión mínima de la violación más restrictiva correspondiente al caso óptimo es superior a la del caso no óptimo y ésta a su vez a la del caso base.

Tabla 6.17 Resumen de violaciones.

	Número de Violaciones	Número de Contingencias	V_{\min} (p.u.)
Caso Base	9113	286	0,323
Caso no óptimo	7067	290	0,752
Caso óptimo	707	16	0,801

En base a esto se puede concluir que la incorporación de las unidades de generación de potencia reactiva en el sistema, permite mantener el perfil de tensiones post-contingencia más cercano al de consigna (1 p.u.), es decir, disminuyen las desviaciones del perfil de tensiones.

6.10.3.2 Índice de funcionamiento

Para poder evaluar la severidad de las contingencias estudiadas, se emplea el índice de severidad de las contingencias propuesto en el capítulo 2 (2.24) que mide la desviación del perfil de tensiones post-contingencia con respecto a un valor de referencia.

La Tabla 6.18 muestra un resumen del estudio de severidad de la pérdida de las líneas 7-2 y 3-7. Se puede observar como la localización óptima de los parques eólicos y de los SVC reduce el número de violaciones de límites de tensión en la red. También se puede observar cómo se reduce la desviación del perfil de tensiones de la red de estudio con respecto al valor de consigna, 1 p.u. Para la pérdida de la línea 7-2 el índice de severidad se ve reducido aproximadamente a la mitad respecto al caso no óptimo y a un quinto para el caso óptimo, en comparación con el caso base. En el caso de la pérdida de la línea 3-7 el índice de severidad de la situación óptima con respecto al caso base se ve reducido a la mitad y cabe destacar que para esta contingencia el índice de severidad de la configuración de red no óptima es superior al caso base.

Tabla 6.18 Índice de severidad para contingencias.

	<i>Línea 7-2</i>		<i>Línea 3-7</i>	
	<i>Número de Violaciones</i>	<i>du</i>	<i>Número de Violaciones</i>	<i>du</i>
<i>Caso Base</i>	139	33,6%	75	6,5%
<i>Caso no óptimo</i>	128	14,4%	42	7,0%
<i>Caso óptimo</i>	41	6,3%	0	2,9%

La Figura 6.22 y Figura 6.23 muestran el perfil de tensiones de la red de estudio post-contingencia para el caso de la pérdida de las líneas 7-2 y 3-7 respectivamente.

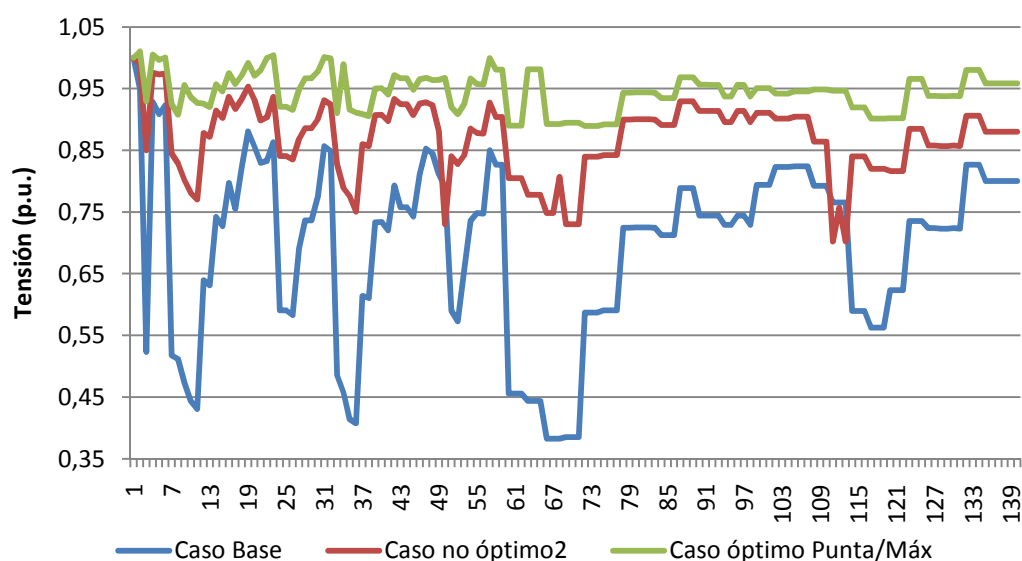


Figura 6.22 Perfil de tensiones post-contingencia, pérdida de la línea 7-2.

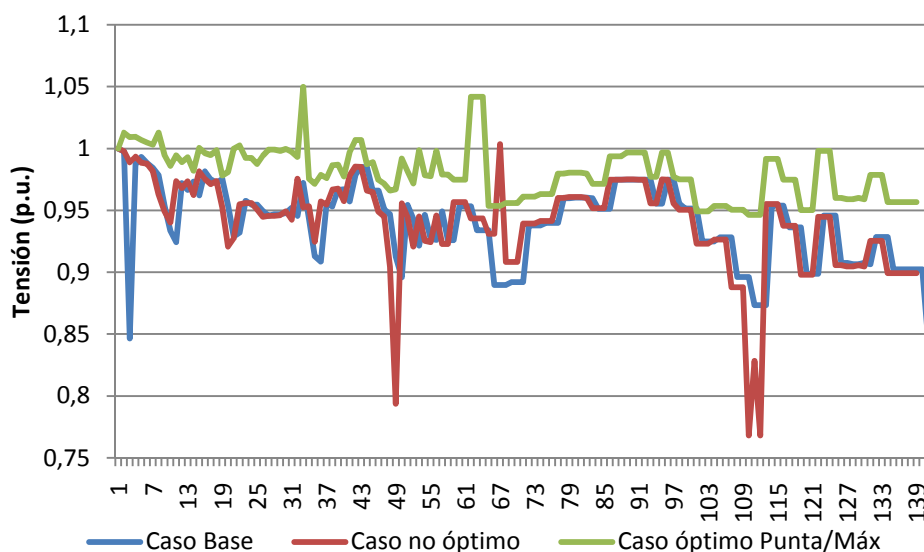


Figura 6.23 Perfil de tensiones post-contingencia, pérdida de la línea 3-7.

6.11 Optimización de la regulación de la potencia reactiva de generadores eólicos asíncronos doblemente alimentados

A continuación, se muestran los resultados de un estudio en el que, empleando el AG diseñado, se puede comprobar cómo incorporar los límites de inyección de potencia reactiva de los parques eólicos en el algoritmo de optimización permite disminuir la inyección de potencia reactiva proporcionada por los SVC conectados al sistema a la par que se aumenta el margen de estabilidad del tensión y la cargabilidad del sistema.

6.11.1 Planteamiento del problema

Se considera el sistema de estudio de 140 nudos representado en la Figura 6.1. En este estudio, se parte de una situación más optimista, en la que se dota a los transformadores de tomas de regulación, de manera que el perfil de tensiones de la red se encuentra dentro del intervalo 0,9 p.u. – 1,1 p.u. establecido por la norma [110], como puede apreciarse en la Figura 6.24.

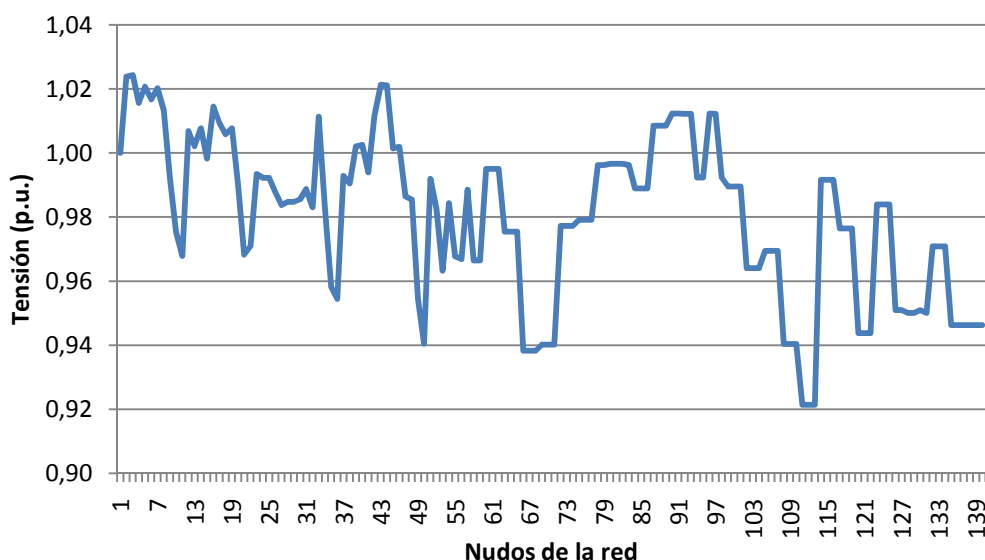


Figura 6.24 Perfil de tensiones inicial de la red de 140 nudos con tomas de transformadores.

A continuación, se emplea el AG de la estrategia de optimización 1 (maximizar la cargabilidad) para buscar la localización óptima de las siguientes unidades:

- Un parque eólico de 5 MW, con máquinas de velocidad fija, a localizar en la zona 1, correspondiente a los nudos 8 al 11.
- Un parque eólico de 3 MW, a conectar entre los nudos 12 al 22, formado por máquinas asíncronas doblemente alimentadas.

- Un parque eólico de 2 MW a conectar entre los nudos 23 al 32, con aerogeneradores asíncronos doblemente alimentados.
- Dos SVC, con una capacidad máxima de 10 Mvar cada uno a conectar a lo largo de toda el sistema de estudio.

El estudio se divide en 4 casos:

Caso 1: Incorporación de 2 SVC.

Caso 2: Incorporación de 2 SVC; el parque eólico de velocidad fija con su SVC, y dos parques eólicos con aerogeneradores asíncronos doblemente alimentados funcionando con $\cos\phi=\pm 0,99$.

Caso 3: Incorporación de 2 SVC; el parque eólico de velocidad fija con su SVC, y los parques eólicos donde se considera la potencia reactiva máxima que puede proporcionar la máquina, según las ecuaciones del capítulo 5.

Caso 4: Incorporación de 2 SVC; el parque eólico de velocidad fija con su SVC, y los parques eólicos con máquinas asíncronas doblemente alimentadas donde se considera la capacidad de potencia reactiva de la máquina y del convertidor del lado de red, como se indicó en el capítulo 5.

6.11.2 Resultados

La Tabla 6.19 muestra los resultados de esta nueva estrategia de optimización en la cual se puede observar cómo a mayor regulación de la potencia reactiva de los aerogeneradores mayor es la carga que puede ser abastecida y menor la necesidad de potencia reactiva inyectada por los SVC conectados al sistema. La Tabla 6.19 muestra los valores de cargabilidad máxima y crítica, así como el margen de estabilidad de tensión, y el valor de la dispersión del perfil de tensiones para cada caso de estudio con respecto a la consigna 1 p.u. Se puede apreciar cómo el aumento del margen de regulación de las máquinas eólicas permite aumentar la cargabilidad del sistema, nivelando el perfil de tensiones en torno al valor 1 p.u.

Tabla 6.19 Resultados de la estrategia de optimización de la potencia reactiva de los aerogeneradores.

Caso	$\lambda_{lim.}$ (p.u.)	PC1	Q1 (Mvar)	PC2	Q2 (Mvar)	PC3	Q3 (Mvar)	PC _{SVC1}	Q _{SVC1} (Mvar)	PC _{SVC2}	Q _{SVC2} (Mvar)
Inicial		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Caso 1	0,04	-	-	-	-	-	-	2	8	21	10
Caso 2	0,175	11	0,182	31	0,426	13	0,426	14	8	21	9
Caso 3	0,186	11	0,537	31	1,452	13	1,452	14	7	21	9
Caso 4	0,205	11	0,666	31	3,06	13	3,06	14	4	21	9

Tabla 6.20 Resultados de la estrategia de optimización de la potencia reactiva de los aerogeneradores (continuación).

Caso	$\lambda_{\text{lim.}}$ (p.u.)	$\lambda_{\text{crít.}}$ (p.u.)	$\sigma_{1p.u.}$ (p.u.)	$V_{\text{máx}}$ (p.u.)	$V_{\text{mín}}$ (p.u.)
Inicial		1	3,15	1,02	0,92
Caso 1	0,04	1,2	2,19	1,04	0,95
Caso 2	0,175	1,2	2,77	1,05	0,95
Caso 3	0,186	1,4	2,77	1,05	0,95
Caso 4	0,205	1,4	2,59	1,05	0,95

La Figura 6.25 y Figura 6.26 muestran el perfil de tensiones y las curvas PV de la red para los 4 casos de estudio correspondientes a diferentes condiciones de regulación de los aerogeneradores.

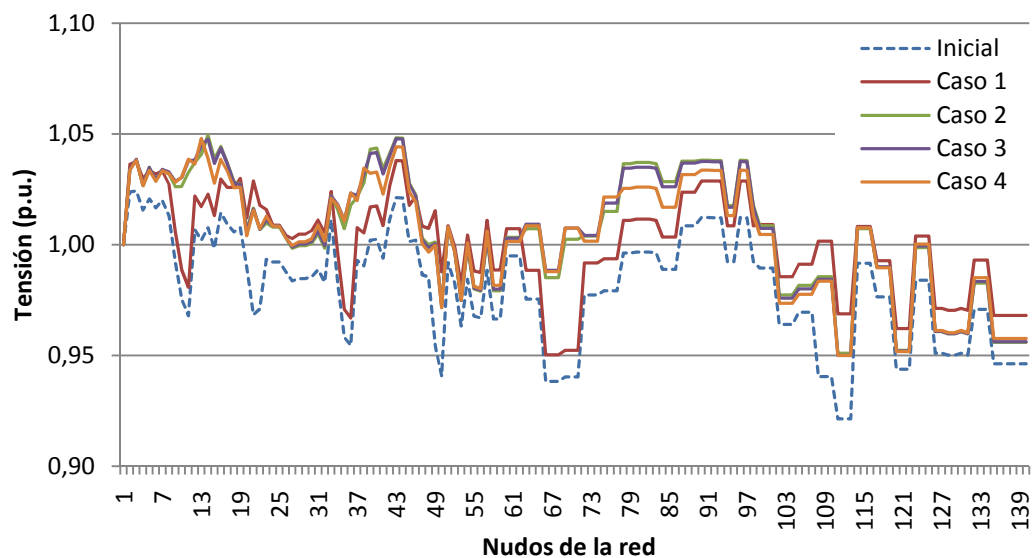


Figura 6.25 Perfil de tensiones para los casos de estudio.

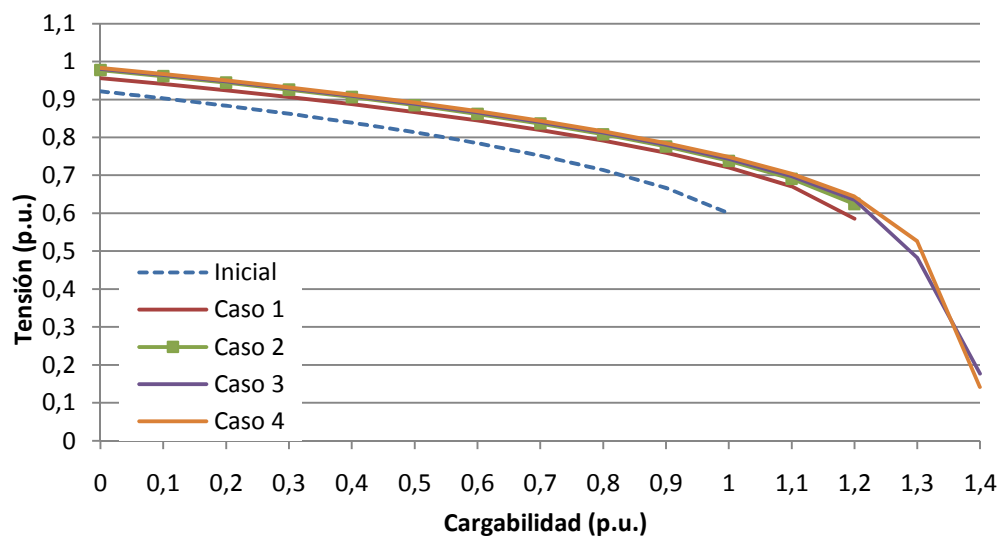


Figura 6.26 Curvas PV para los casos de estudio.

6.12 Síntesis

En este capítulo se ha implementado un algoritmo genético multiobjetivo, basado en el desarrollado en el apartado 4.5, en función de varias estrategias de optimización. Un resumen de las estrategias de optimización implementadas, así como de las restricciones del problema planteado se encuentra en la Tabla 6.21.

Tabla 6.21 Resumen de las estrategias del problema de optimización.

Estrategia de optimización			Formulación de la E.O.	Restricciones
E.O. 1	Maximizar la cargabilidad		Min F(y) = 1 − λ(y)	$V_{i,min} \leq V_i \leq V_{i,máx}$ i=1,2,...,N _B $P_{gi,min} \leq P_{gi} \leq P_{gi,máx}$ i=1,2,...,N _G $Q_{Ci,min} \leq Q_{Ci} \leq Q_{Ci,máx}$ i=1,2,...,N _G $\alpha_{SVCi,min} \leq \alpha_{SVCi}$ $\leq \alpha_{SVCi,máx}$ i=1,2,...,N _{SVC} $PC_{gi,min} \leq PC_{gi}$ $\leq PC_{gi,máx}$ i=1,2,...,N _G
E.O. 2	Minimizar el coste de las pérdidas de potencia activa		Min G(y) =Cost _{losses} (y)	
E.O. 3	Minimizar el coste asociado a la capacidad de los SVC		Min H(y) =Cost _{var} (y)	
E.O. 4a	Multiobjetivo	α=0 ; β= 1/3 ; γ=2/3	Min M(y)= =α*F(y)+ β*G(y)+ γH(y)	
E.O. 4b		α=1/2 ; β= 1/4 ; γ=1/4		
E.O. 4c		α=2/5 ; β= 1/5; γ=2/5		
E.O. 4d		α=1/3 ; β= 1/3; γ=1/3		
E.O. 4e		α=1/4 ; β= 1/4; γ=1/2		

El sistema de estudio de este capítulo es una red de 140 nudos, correspondiente la red eléctrica española comprendida entre Ávila y Segovia. El objetivo del AG es localizar los puntos de conexión óptimos de 3 parques eólicos y dos SVC, así como la inyección de potencia reactiva por parte de los mismos.

La estrategia de optimización multiobjetivo 4c, en la que se prima la cargabilidad y el tamaño de los SVC, se perfila como la mejor para la resolución del problema propuesto. Aplicando dicha estrategia se consigue un incremento de de la carga del sistema de 0,05 p.u., una extensión del margen de estabilidad de tensión hasta un 1,2 p.u. y un perfil de tensiones con una tasa de dispersión muy baja respetando siempre los límites de operación establecidos.

A continuación, se realiza un estudio para varios escenarios de carga y generación con el objetivo de determinar la localización óptima de las unidades de generación y SVC así como la capacidad de los SVC. El resultado de dicho estudio señala la configuración de red dada por el escenario de carga punta y mínima generación como la única capaz de abastecer cualquier condición de demanda del sistema respetando los límites de operación. En este caso, el AG permite establecer las consignas de potencia reactiva para los parques eólicos y SVC para abastecer la demanda existente manteniendo el perfil de tensiones dentro de la franja establecida previamente por las restricciones técnicas de red.

Esta nueva funcionalidad del AG diseñado permite obtener las consignas de potencia reactiva, para la gestión de potencia reactiva, para la carga diaria y se comprueba que en la operación de redes eléctricas es necesario disponer de

unidades de control dinámico que inyecten en cada momento la potencia reactiva necesaria.

Igualmente, se comprueba como la aplicación del método de optimización propuesto aumenta la seguridad del sistema. Se ha realizado un estudio de contingencias N-1 y se han comprobado los beneficios que se obtienen al aplicarlo en redes reales.

Finalmente, se realiza un último estudio en el que se comprueba como la utilización de la capacidad de regulación de potencia reactiva de los aerogeneradores puede ser de gran utilidad para los operadores de la red de distribución o de transporte. Incluir esta capacidad de regulación en el algoritmo propuesto permite aumentar la cargabilidad del sistema así como disminuir la inyección de potencia por parte de los SVC conectados al sistema.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES

En el presente capítulo se muestra un resumen de las principales conclusiones obtenidas en el desarrollo de la tesis. Se dedica un apartado a la enumeración de las aportaciones originales realizadas en este trabajo así como a las líneas de investigación futuras. Finalmente, se muestran los trabajos publicados a partir de los resultados obtenidos en la tesis.

7.1 Conclusiones

Las principales conclusiones obtenidas a partir del desarrollo del presente trabajo se muestran a continuación.

Cada vez más, las redes eléctricas se ven forzadas a operar en condiciones límites para las que no han sido diseñadas ni planificadas. Los factores responsables pueden ser condiciones ambientales, incremento del consumo eléctrico en zonas altamente cargadas o incluso la desconexión de parques eólicos.

Cuando la red opera bajo estas condiciones puede presentar un comportamiento inestable, caracterizado por reducciones de tensión que pueden conducir al colapso de tensión.

- El modelo de carga empleado en los estudios de planificación tiene gran influencia en los estudios de estabilidad de tensión. Se ha comprobado que un modelo de carga de impedancia constante es el que permite estimar un margen de estabilidad de tensión más reducido. Por el contrario, el modelo de potencia constante es el que da información de mayor margen de estabilidad de tensión.
- Se ha comprobado que el empleo de SVC o las tomas de regulación de los transformadores son soluciones factibles que mejoran la estabilidad de tensión.

La gestión óptima de potencia reactiva en sistemas eléctricos permite mejorar la estabilidad de tensión y la seguridad del sistema.

En esta tesis la gestión de potencia reactiva se ha analizado desde dos puntos de vista. Por un lado, se propone utilizar una adecuada planificación de potencia reactiva y, por otro lado, se determina la asignación óptima de potencia reactiva para las unidades existentes.

Ambos estudios se han realizado mediante métodos de optimización que tienen en cuenta distintos objetivos y distintas restricciones. Las estrategias de optimización de la potencia reactiva que se presentan en esta tesis están basadas en los algoritmos genéticos por ser una técnica de optimización metaheurística que presenta las siguientes ventajas:

- Son flexibles y adaptables.
- Permiten realizar una optimización multiobjetivo como el planteado en esta tesis.
- Son especialmente indicadas para sistemas no lineales.

Se ha comprobado que:

- La aplicación de técnicas de optimización, como los AG, permiten determinar cuál es la ubicación óptima de fuentes de potencia reactiva y cuál es la potencia que se debe inyectar.

- La localización óptima de varias unidades de generación distribuida con capacidad de potencia reactiva en redes de distribución permite mejorar el perfil de tensiones y el margen de estabilidad de tensión.
- La penetración de energía renovable se puede incrementar en las redes eléctricas si se realiza una planificación óptima de su ubicación y de la potencia reactiva que se debe inyectar.

Los aspectos de la estabilidad de tensión y gestión de potencia reactiva en sistemas eléctricos son especialmente críticos en redes con alta penetración de generación eólica. Esto ha originado la publicación de distintos códigos de red en diversos países. Aunque no existe un código de red estándar, todos coinciden en incluir los requisitos de regulación de potencia reactiva que deben ofrecer los parques eólicos para su interconexión a la red.

En el caso de parques eólicos formados por aerogeneradores de velocidad fija, la regulación de potencia reactiva según los requerimientos de los códigos de red se puede conseguir con la instalación de dispositivos FACTS como por ejemplo los SVC. En esta tesis, se ha desarrollado el modelo de SVC que permite su inclusión en los algoritmos de optimización.

En el caso de parques eólicos de velocidad variable formados por aerogeneradores asíncronos doblemente alimentados se debe tener en cuenta que esta máquina se conecta a la red por medio de convertidores electrónicos, por lo que ofrecen la capacidad para realizar una regulación de potencia reactiva.

Se han deducido los márgenes de regulación de potencia reactiva máximos que pueden ofrecer los aerogeneradores asíncronos doblemente alimentados y se ha demostrado como su inclusión en el método de optimización permite mejorar la estabilidad de tensión de la red de forma coordinada con el resto de las unidades de inyección de potencia reactiva.

- El método propuesto se ha aplicado a una red real de 140 nudos donde se ha comprobado la bondad de los resultados teniendo en cuenta distintos objetivos de optimización como por ejemplo: maximizar la cargabilidad del sistema y por tanto mejorar la estabilidad de tensión; minimizar las pérdidas de potencia en las líneas y minimizar el tamaño, y por tanto el coste, de los SVC.
- El método de optimización propuesto no sólo se ha aplicado para determinar la localización óptima de fuentes de potencia reactiva sino que también se ha aplicado en el despacho o la asignación de consignas de potencia reactiva para las 24 horas de un perfil de carga diaria típico. La planificación y operación de fuentes de potencia reactiva cubren los 2 aspectos que se tratan en la gestión de la potencia reactiva.
- Finalmente, se ha comprobado como la metodología planteada en la tesis aporta seguridad a la red al minimizar las pérdidas, mejorar la estabilidad de tensión y reducir las contingencias N-1 en la red.

7.2 Aportaciones originales

Las principales aportaciones de la presente tesis doctoral son:

- El desarrollo de un problema de optimización basado en algoritmos genéticos que permite:
 - Determinar la ubicación y tamaño óptimo de fuentes de potencia reactiva, como SVC y parques eólicos. (Planificación de potencia reactiva).
 - Determinar las consignas de potencia reactiva con el objetivo de mejorar la seguridad del sistema eléctrico. (Programación de potencia reactiva en el corto plazo, 24 horas).
- El desarrollo de nuevos modelos de aerogeneradores de velocidad variable para su inclusión en los métodos de optimización planteados.
 - El estudio tiene en cuenta la máxima potencia reactiva que puede inyectar el aerogenerador tanto por la máquina como por el convertidor de red.
- El método de optimización propuesto incluye en su formulación las restricciones de potencia reactiva de los aerogeneradores (no realizado hasta la fecha) y permite minimizar una función multiobjetivo.
- El modelo de SVC que se propone se centra en incorporar en el método de optimización el ángulo de disparo del SVC en vez de la potencia reactiva que puede inyectar, como se realiza tradicionalmente.
- El método de optimización propuesto permite realizar una regulación de potencia reactiva de forma coordinada entre los aerogeneradores conectados a la red y las fuentes de generación de potencia reactiva, como los SVC.

7.3 Futuros Desarrollos

- Aplicar la metodología planteada en la tesis en redes de mayor dimensión.
- Incluir otros dispositivos de compensación dinámica FACTS como los STATCOM.
- Incorporar el comportamiento dinámico de los aerogeneradores y de los dispositivos FACTS en el algoritmo de optimización para realizar un control de la potencia reactiva en tiempo real.
- Extender el estudio de análisis de seguridad al criterio N-2.

7.4 Publicaciones y proyectos de investigación

Publicaciones

1. M. Alonso H Amarís. *Wind farm optimal placement for voltage stability enhancement*. Acta Electrotechnica, Mediamira Science Publisher, ISSN: 1841-3323, pp. 200-203, 2008.
2. M. Alonso, H. Amarís. *Voltage Stability in Distribution Networks with DG*. IEEE Bucharest Power Tech Conference, Bucharest, Romania June 28th - July 2nd, 2009.
3. M. Alonso, H Amarís. *Optimal placement of FACTS units for minimizing the impact of voltage sags in power networks with high wind energy penetration*. CIRED 20th International Conference on Electricity Distribution Prague, 8-11 June 2009.
4. M. Alonso, H. Amarís. *Reactive Power Planning in Distribution Networks with Distributed Generation*. 7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2010), Cyprus, 7-10 November 2010. (Aceptado).
5. M. Alonso, H. Amarís. *Coordinated reactive power management in power networks with wind turbines and FACTS devices*, enviado a la revista Energy Conversion and Management (en proceso de revision).

Proyectos de investigación

Este trabajo de investigación se ha desarrollado dentro del marco de los siguientes proyectos de investigación financiados con fondos públicos:

1. "Distributed power networks with dispersed energy generation", financiado por el Ministerio de Educación y Ciencia, Dirección general de investigación (ENE 2006-28503).
2. "Estrategias para la integración eficiente de las energías renovables", financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación (ENE 2008-06504-C02-01).

ANEXOS

Anexo 1

A.1.1 Datos del sistema IEEE-14 nudos [25]

Tabla A.1.1 Nudos de la red IEEE de 14 nudos.

<i>Nudos</i>	<i>Tipo</i>	<i>P_d(MW)</i>	<i>Q_d(Mvar)</i>
1	3	0	0
2	2	21,7	12,7
3	2	94,2	19
4	1	47,8	-3,9
5	1	7,6	1,6
6	2	11,2	7,5
7	1	0	0
8	2	0	0
9	1	29,5	16,6
10	1	9	5,8
11	1	3,5	1,8
12	1	6,1	1,6
13	1	13,5	5,8
14	1	14,9	5

Tabla A.1.2 Generadores de la red IEEE de 14 nudos.

<i>Nudos</i>	<i>P_g(MW)</i>	<i>Q_g(Mvar)</i>
1	232,4	-16,9
2	40	42,4
3	0	23,4
6	0	12,2
8	0	17,4

Tabla A.1.3 Líneas de la red IEEE de 14 nudos

<i>Nudos desde</i>	<i>Nudos hasta</i>	<i>R(p.u.)</i>	<i>X(p.u.)</i>	<i>B(p.u.)</i>
1	2	0,01938	0,05917	0,0528
1	5	0,05403	0,22304	0,0492
2	3	0,04699	0,19797	0,0438
2	4	0,05811	0,17632	0,034
2	5	0,05695	0,17388	0,0346
3	4	0,06701	0,17103	0,0128
4	5	0,01335	0,04211	0
4	7	0	0,20912	0
4	9	0	0,55618	0
5	6	0	0,25202	0
6	11	0,09498	0,1989	0
6	12	0,12291	0,25581	0
6	13	0,06615	0,13027	0
7	8	0	0,17615	0
7	9	0	0,11001	0
9	10	0,03181	0,0845	0
9	14	0,12711	0,27038	0
10	11	0,08205	0,19207	0
12	13	0,22092	0,19988	0
13	14	0,17093	0,34802	0

A.1.2 Datos del sistema de la red IEEE-34 [91]

Tabla A.1.4 Nudos de la red IEEE de 34 nudos.

<i>Nudo</i>	<i>P_d (MW)</i>	<i>Q_d (Mvar)</i>
1	0	0
2	0,23	0,1425
3	0	0
4	0,23	0,1425
5	0,23	0,1425
6	0	0
7	0	0
8	0,23	0,1425
9	0,23	0,1425
10	0	0
11	0,23	0,1425
12	0,137	0,084
13	0,072	0,045
14	0,072	0,045
15	0,072	0,045
16	0,0135	0,075
17	0,23	0,1425
18	0,23	0,1425
19	0,23	0,1425
20	0,23	0,1425
21	0,23	0,1425
22	0,23	0,1425
23	0,23	0,1425
24	0,23	0,1425
25	0,23	0,1425
26	0,23	0,1425
27	0,137	0,085
28	0,075	0,048
29	0,075	0,048
30	0,075	0,048
31	0,057	0,0345
32	0,057	0,0345
33	0,057	0,0345
34	0,057	0,0345

Tabla A.1.4 Líneas de la red IEEE de 34 nudos

<i>Nudo desde</i>	<i>Nudo hasta</i>	<i>R(ohm/km)</i>	<i>X(ohm/km)</i>
1	2	0,0813	0,0333
2	3	0,0743	0,0306
3	4	0,1142	0,0319
4	5	0,1038	0,0288
5	6	0,1038	0,0288
6	7	0,2181	0,0375
7	8	0,1458	0,0250
8	9	0,2181	0,0375
9	10	0,1458	0,0250
10	11	0,0910	0,0156
11	12	0,0729	0,0125
3	13	0,1092	0,0188
13	14	0,1458	0,0250
14	15	0,0729	0,0125
15	16	0,0361	0,0063
6	17	0,1243	0,0347
17	18	0,1139	0,0319
18	19	0,1444	0,0328
19	20	0,1313	0,0299
20	21	0,1313	0,0299
21	22	0,1819	0,0313
22	23	0,1819	0,0313
23	24	0,2181	0,0375
24	25	0,1458	0,0250
25	26	0,0910	0,0153
26	27	0,0729	0,0125
7	28	0,1092	0,0188
28	29	0,1092	0,0188
29	30	0,1092	0,0188
10	31	0,1092	0,0188
31	32	0,1458	0,0250
32	33	0,1092	0,0188
33	34	0,0729	0,0125

A.1.3 Datos del sistema de 140 nudos

Tabla A.1.5 Nudos de la red de 140 nudos

<i>Nudo</i>	<i>Nombre</i>	<i>P_d(p.u.)</i>	<i>Q_d(p.u.)</i>
Red de 380 kV			
1	Lastras	0	0
Red de 132 kV			
2	Lastras	0	0
3	Burguillo	24	-16
4	Perogordo	0	0
5	Langa	0	0
6	Puente de Piedra	0	0
7	Ávila	0	0
Red de 45 kV			
8	Ávila	0	0
9	Muñana	0	0
10	Piedrahita	0	0
11	Barco de Ávila	0	0
12	Gotarrendura	0	0
13	Riolanza	0	0
14	Fontiveros	0	0
15	Madrigal	0	0
16	Langa	0	0
17	Arévalo	0	0
18	Nava de la Asunción	0	0
19	Puente de Piedra	0	0
20	Cuéllar	2,7	0,3
21	Cantalejo	6,3	3,052
22	Turégano	3,106	1,323
23	Perogordo	4,5	0,5
24	Punto1	0	0
25	Campo.AZ	0	0
26	Navalperal de Pinares	0	0
27	Cristo del Caloco	0	0
28	Punto2	0	0
29	V. de Matutue	0	0
30	Otero	0	0
31	Cerro de la Horca	0	0
32	Batanes	9	1

Tabla A.1.6 Nudos de la red de 140 nudos (continuación)

<i>Nudo</i>	<i>Nombre</i>	<i>P_d(p.u.)</i>	<i>Q_d(p.u.)</i>
Red de 15 kV			
33	Ávila	5,068	1,5237
34	Muñana	0,2667	0,1997
35	Piedrahita	0,3945	0,2147
36	Barco de Ávila	0,5518	0,1472
37	Gotarrendura	0,627	0,1675
38	Riolanza	0,3793	0,1128
39	Fontiveros 1	0,2521	0,0653
40	Fontiveros 2	0,2521	0,0653
41	Madrigal	0,698	0,1776
42	Langa	0,2382	0,0658
43	Arévalo 1	0,428	0,1
44	Arévalo 2	0,428	0,108
45	Arévalo 1	0,428	0,108
46	Nava de la Asunción	1,0177	0,5493
47	Puente de Piedra	0,8785	0,322
48	Cuéllar	1,573	0,5169
49	Cantalejo	0,626	0,2477
50	Turégano	0,3723	0,191
51	Campo A.	0,0027	0
52	Navalperal de Pinares	0,7479	0,1973
53	Cristo del Caloco	0,8183	0,373
54	V. de Matutue	0,0037	0,0023
55	Otero -1	0,3447	0,167
56	Otero -2	0,3447	0,167
57	Cerro de la Horca	3,0113	0,6113
58	Batanes -1	1,4473	0,4757
59	Batanes -2	1,4473	0,4757
Red de 380V			
60	Avila1	3,3789	1,0158
61	Avila2	3,3789	1,0158
62	Avila1	3,3789	1,0158
63	Muñana 1	0,1778	0,1332
64	Muñana 2	0,1778	0,1332
65	Muñana 1	0,1778	0,1332
66	Piedrahita1	0,2631	0,1351
67	Piedrahita2	0,2631	0,1351
68	Piedrahita1	0,2631	0,1351
69	Barco de Ávila 1	0,3678	0,1981
70	Barco de Ávila 2	0,3678	0,1981
71	Barco de Ávila 1	0,3678	0,1981
72	Gotarrendura 1	0,4175	0,226
73	Gotarrendura 2	0,4175	0,226
74	Gotarrendura 1	0,4175	0,226
75	Riolanza 1	0,2528	0,1962

Tabla A.1.7 Nudos de la red de 140 nudos (continuación)

<i>Nudo</i>	<i>Nombre</i>	<i>P_d(p.u.)</i>	<i>Q_d(p.u.)</i>
Red de 380V			
76	Riolanza 2	0,2528	0,1962
77	Riolanza 3	0,2528	0,1962
78	Fontiveros 11	0,168	0,0812
79	Fontiveros 12	0,168	0,0812
80	Fontiveros 21	0,168	0,0812
81	Fontiveros 22	0,168	0,0812
82	Fontiveros 23	0,168	0,0812
83	Fontiveros 13	0,168	0,0812
84	Madrigal 1	0,4651	0,1941
85	Madrigal 2	0,4651	0,1941
86	Madrigal	0,4651	0,1941
87	Langa 1	0,1588	0,0981
88	Langa 2	0,1588	0,0981
89	Langa 3	0,1588	0,0981
90	Arévalo 11	0,2854	0,1124
91	Arévalo 12	0,2854	0,1124
92	Arévalo 21	0,2854	0,1124
93	Arévalo 22	0,2854	0,1124
94	Arévalo 31	0,2854	0,1124
95	Arévalo 32	0,2854	0,1124
96	Arévalo 13	0,2854	0,1124
97	Arévalo 23	0,2854	0,1124
98	Arévalo 33	0,2854	0,1124
99	Nava Asunción 1	0,6784	0,3662
100	Nava Asunción 2	0,6784	0,3662
101	Nava Asunción 3	0,6784	0,3662
102	Puente de Piedra 1	0,5916	0,322
103	Puente de Piedra 2	0,5916	0,322
104	Puente de Piedra 3	0,5916	0,322
105	Cuéllar 1	1,0407	0,3447
106	Cuéllar 2	1,0407	0,3447
107	Cuéllar 3	1,0407	0,3447
108	Cantalejo 1	0,4178	0,1651
109	Cantalejo 2	0,4178	0,1651
110	Cantalejo 1	0,4178	0,1651
111	Turégano 1	0,2483	0,1273
112	Turégano 2	0,2483	0,1273
113	Turégano 3	0,2483	0,1273
114	Campo. A. 1	0,0018	0,0014
115	Campo. A. 2	0,0018	0,0014
116	Campo. A. 3	0,0018	0,0014
117	Navalperal 1	0,4985	0,2551
118	Navalperal 2	0,4985	0,2551
119	Navalperal 3	0,4985	0,2551
120	Cristo del Caloco 1	0,5456	0,2487
121	Cristo del Caloco 2	0,5456	0,2487

Tabla A.1.8 Nudos de la red de 140 nudos (continuación)

<i>Nudo</i>	<i>Nombre</i>	<i>P_d(p.u.)</i>	<i>Q_d(p.u.)</i>
Red de 380V			
122	Cristo del Caloco 3	0,5456	0,2487
123	V. de Matutue 1	0,0024	0,0016
124	V. de Matutue 2	0,0024	0,0016
125	V. de Matutue 3	0,0024	0,0016
126	Otero 11	0,2298	0,1114
127	Otero 12	0,2298	0,1114
128	Otero 21	0,2298	0,1114
129	Otero 22	0,2298	0,1114
130	Otero 13	0,2298	0,1114
131	Otero 23	0,2298	0,1114
132	Cerro de la Horca 1	2,0076	0,4076
133	Cerro de la Horca 2	2,0076	0,4076
134	Cerro de la Horca 3	2,0076	0,4076
135	Batanes 11	0,9649	0,3171
136	Batanes 12	0,9649	0,3171
137	Batanes 21	0,9649	0,3171
138	Batanes 22	0,9649	0,3171
139	Batanes 13	0,9649	0,3171
140	Batanes 23	0,9649	0,3171

Tabla A.1.9 Líneas de la red de 140 nudos

<i>Nudos desde</i>	<i>Nudos hasta</i>	<i>R (p.u.)</i>	<i>X(p.u.)</i>	<i>B(p.u.)</i>
3	7	0,0359	0,08015	0,01548
7	2	0,0274	0,0927	0,0197
2	4	0,01165	0,0394	0,00837
2	5	0,0329	0,11129	0,0236
2	6	0,0219	0,0742	0,0157
8	9	0,3468	0,578	0,00166
9	10	0,37	0,5916	0,00186
10	11	0,287	0,458	0,00144
8	12	0,1487	0,3887	0,0013
12	13	0,2574	0,331	0,00099
12	14	0,3634	0,4668	0,00141
14	15	0,375	0,3619	0,001
14	16	0,122	0,2506	0,00077
16	17	0,122	0,2506	0,00077
17	12	0,1487	0,3887	0,0013
17	18	0,1416	0,3702	0,00123
18	19	0,122	0,237	0,00082
19	20	0,2533	0,5205	0,0016
19	20	0,909	0,6035	0,0017
19	21	0,23	0,778	0,00223
21	22	0,2332	0,2623	0,000856
22	23	0,2439	0,4888	0,00158

Tabla A.1.10 Líneas de la red de 140 nudos (continuación)

<i>Nudos desde</i>	<i>Nudos hasta</i>	<i>R (p.u.)</i>	<i>X(p.u.)</i>	<i>B(p.u.)</i>
8	24	0,3831	0,4309	0,0014
24	25	0,003	0,00399	0,0000115
24	26	0,1363	0,1764	0,000525
24	27	0,3331	0,3747	0,0012
27	28	0,1261	0,1182	0,00035
28	29	0,00187	0,00385	0,0000118
28	30	0,10506	0,0985	0,00029
30	23	0,1998	0,225	0,00073
23	32	0,1514	0,1945	0,00059
32	31	0,042	0,0394	0,00116
23	31	0,0375	0,0794	0,00023
23	31	0,0375	0,0794	0,00023

Tabla A.1.11 Transformadores de la red de 140 nudos

<i>Nudos desde</i>	<i>Nudos hasta</i>	<i>R (p.u.)</i>	<i>X(p.u.)</i>	<i>B(p.u.)</i>
132 kV/45 kV y 45 kV/15 kV				
1	2	0,00145	0,07345	0
4	23	0,00683	0,20483	0
5	16	0,01467	0,4163	0
6	19	0,0073	0,1748	0
47	19	0,106	1,4762	0
7	8	0,01467	0,34	0
7	8	0,01467	0,34	0
7	33	0,01467	0,3263	0
34	9	0,106	1,476	0
10	35	0,232	2,388	0
36	11	0,106	1,596	0
12	37	0,106	1,496	0
38	13	0,106	1,596	0
14	39	0,106	1,756	0
14	40	0,106	1,596	0
15	41	0,0267	0,5327	0
16	42	0,044	0,798	0
17	43	0,106	1,596	0
17	44	0,106	1,596	0
17	45	0,106	1,596	0
46	18	0,044	0,798	0
20	48	0,044	0,758	0
49	21	0,106	1,596	0
50	22	0,232	4,712	0
25	51	0,536	5,896	0
26	52	0,0267	0,5327	0
53	27	0,106	1,596	0
29	54	0,536	4,768	0
55	30	0,232	3,1508	0

Tabla A.1.12 Transformadores de la red de 140 nudos (continuación).

<i>Nudos desde</i>	<i>Nudos hasta</i>	<i>R (p.u.)</i>	<i>X(p.u.)</i>	<i>B(p.u.)</i>
56	30	0,232	3,312	0
32	58	0,06	0,9573	0
32	59	0,06	0,9573	0
31	57	0,0267	0,5193	0
15 kV / 380V				
33	60	0,3472	0,6014	0
33	61	0,3472	0,6014	0
33	62	0,3472	0,6014	0
34	63	2,0833	3,6083	0
34	64	2,0833	3,6083	0
34	65	2,0833	3,6083	0
35	66	4,167	7,2167	0
35	67	4,167	7,2167	0
35	68	4,167	7,2167	0
36	69	2,0833	3,6083	0
36	70	2,0833	3,6083	0
36	71	2,0833	3,6083	0
37	72	2,0833	3,6083	0
37	73	2,0833	3,6083	0
37	74	2,0833	3,6083	0
38	75	2,0833	3,6083	0
38	76	2,0833	3,6083	0
38	77	2,0833	3,6083	0
39	78	2,0833	3,6083	0
39	79	2,0833	3,6083	0
39	83	2,0833	3,6083	0
40	80	2,0833	3,6083	0
40	81	2,0833	3,6083	0
40	82	2,0833	3,6083	0
41	84	0,6944	1,2028	0
41	85	0,6944	1,2028	0
41	86	0,6944	1,2028	0
42	87	1,04167	1,8042	0
42	88	1,04167	1,8042	0
42	89	1,04167	1,8042	0
43	90	2,0833	3,6083	0
43	91	2,0833	3,6083	0
44	92	2,0833	3,6083	0
44	93	2,0833	3,6083	0
45	94	2,0833	3,6083	0
45	95	2,0833	3,6083	0
43	96	2,0833	3,6083	0
44	97	2,0833	3,6083	0
45	98	2,0833	3,6083	0
46	99	1,04167	1,8042	0
46	100	1,04167	1,8042	0
46	101	1,04167	1,8042	0

Tabla A.1.13 Transformadores de la red de 140 nudos (continuación).

<i>Nudos desde</i>	<i>Nudos hasta</i>	<i>R (p.u.)</i>	<i>X(p.u.)</i>	<i>B(p.u.)</i>
15 kV / 380V				
47	102	2,0833	3,6083	0
47	103	2,0833	3,6083	0
47	104	2,0833	3,6083	0
48	105	1,04167	1,8042	0
48	106	1,04167	1,8042	0
48	107	1,04167	1,8042	0
49	108	2,0833	3,6083	0
49	109	2,0833	3,6083	0
49	110	2,0833	3,6083	0
50	111	4,167	7,2167	0
50	112	4,167	7,2167	0
50	113	4,167	7,2167	0
51	114	8,33	14,43	0
51	115	8,33	14,43	0
51	116	8,33	14,43	0
52	117	0,6944	1,2028	0
52	118	0,6944	1,2028	0
52	119	0,6944	1,2028	0
53	120	2,0833	3,6083	0
53	121	2,0833	3,6083	0
53	122	2,0833	3,6083	0
54	123	8,33	14,43	0
54	124	8,33	14,43	0
54	125	8,33	14,43	0
55	126	4,167	7,2167	0
55	127	4,167	7,2167	0
56	128	4,167	7,2167	0
56	129	4,167	7,2167	0
55	130	4,167	7,2167	0
56	131	4,167	7,2167	0
57	132	0,6944	1,2028	0
57	133	0,6944	1,2028	0
57	134	0,6944	1,2028	0
58	135	1,389	2,405	0
58	136	1,389	2,405	0
59	137	1,389	2,405	0
59	138	1,389	2,405	0
58	139	1,389	2,405	0
59	140	1,389	2,405	0

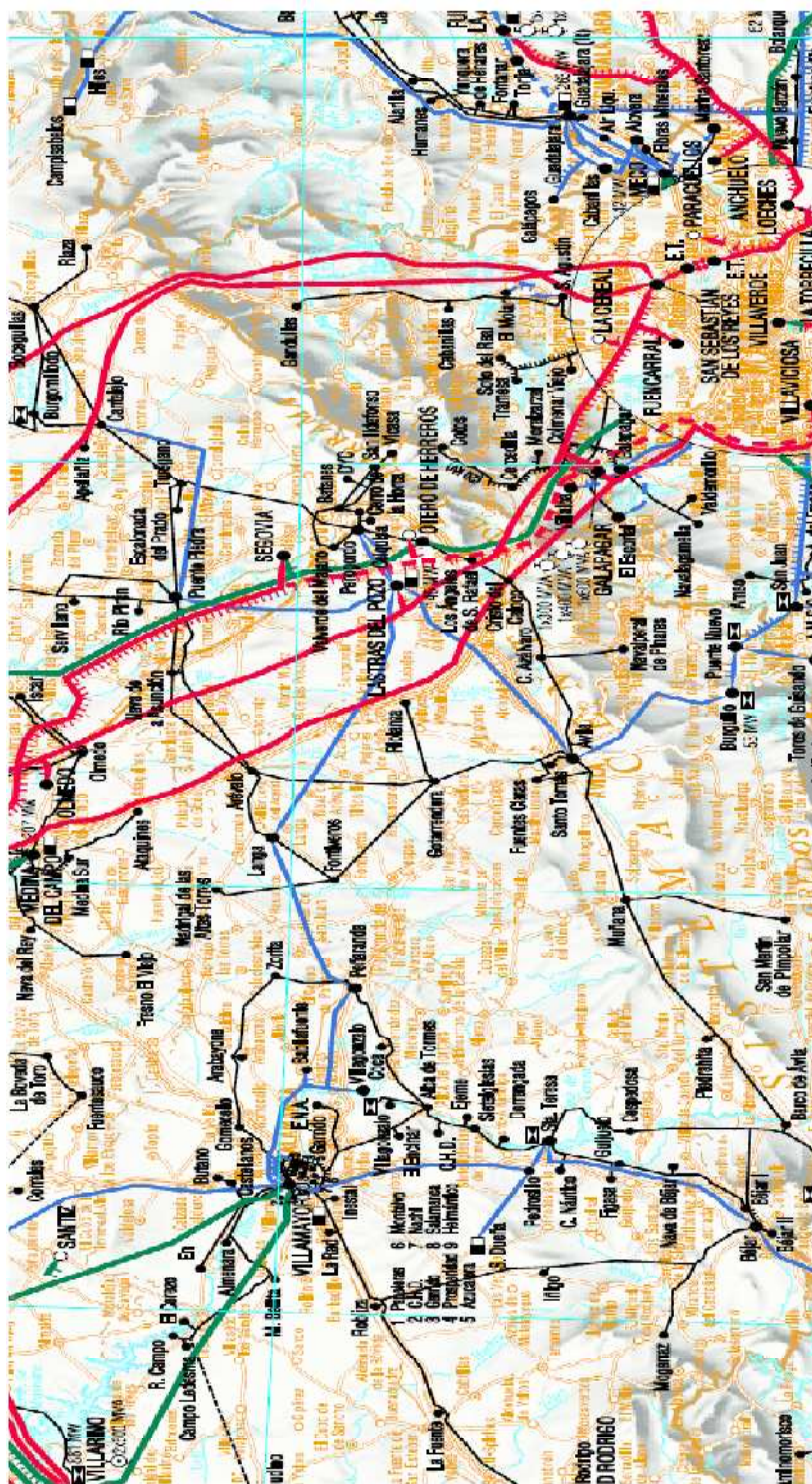


Figura A.1 Mapa topológico de la red Avila-Segovia.

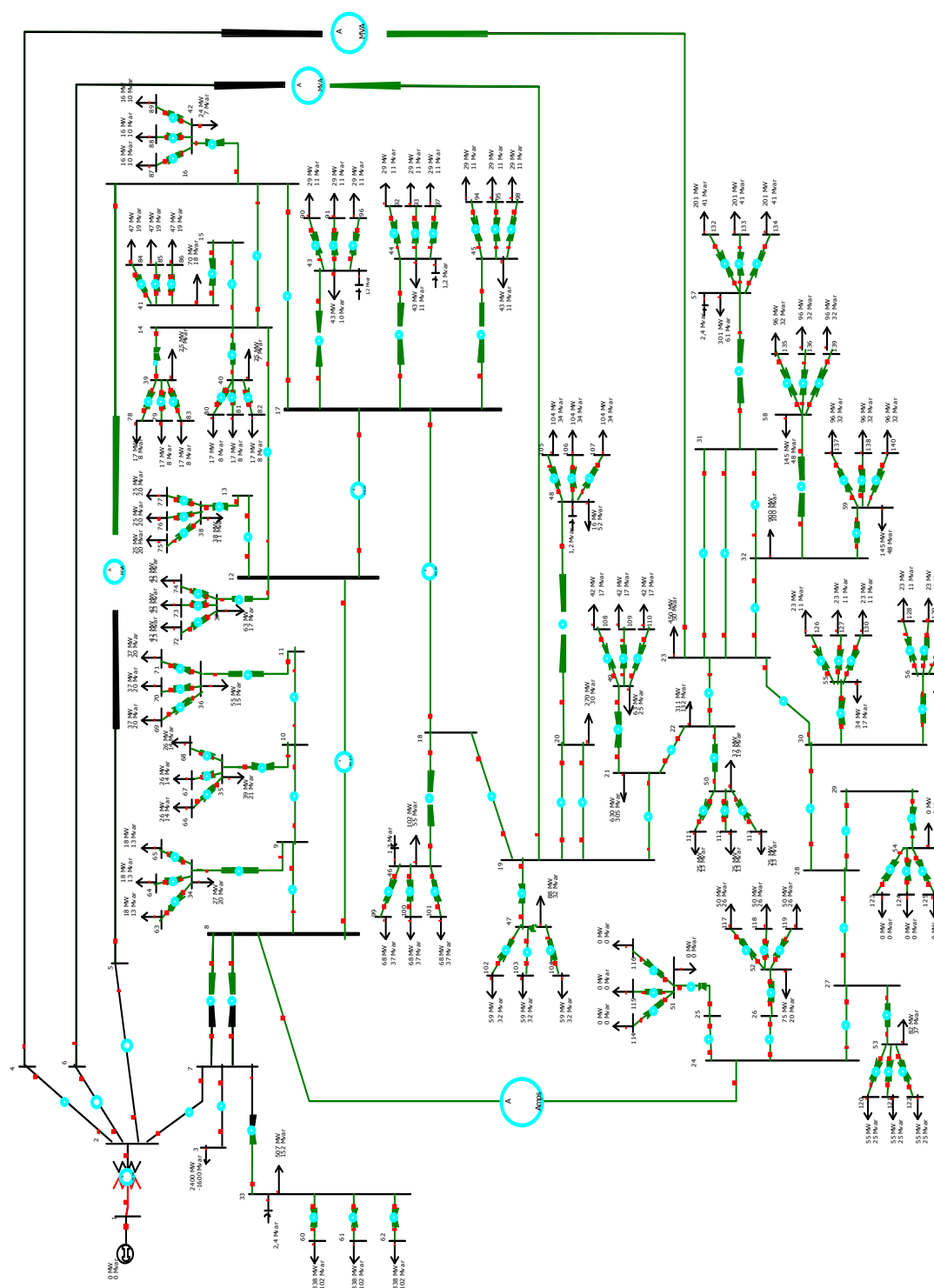


Figura A.2 Esquema completo de la red Ávila-Segovia.

Anexo 2

Glosario de términos de los AG

Antes de profundizar en la exposición de la teoría de los AG se muestran una serie de conceptos para facilitar la comprensión del capítulo 4.

Alelo:	Valor que adopta un gen.
Cadena, estructura o codificación:	Secuencia de elementos que representa una solución o un individuo.
Espacio de soluciones:	Conjunto de todas las posibles soluciones a un problema determinado que es posible alcanzar con el sistema de resolución empleado. Es equivalente a espacio de individuos.
Fenotipo:	Características físicas de un individuo determinadas por su genotipo y las condiciones del medio externo.
<i>Fitness</i> o valor de aptitud:	Resultado de la función de evaluación para un individuo.
Gen:	Analogía natural de cada uno de los elementos que conforman la cadena o cromosoma que representa un individuo.
Generación:	Proceso de creación de nuevos individuos.
Genotipo o cromosoma:	Contenido genético de un individuo, es decir, el cromosoma que lo codifica.
Individuo:	Equivalente a solución o alternativa.
Medio externo:	Entorno en el que se desarrollan y compiten los individuos.
Población:	Conjunto de individuos con los que trabaja el AG en un momento dado (iteración). Generalmente el tamaño de la misma permanece constante.
Solución o alternativa:	Configuración compatible con las restricciones del problema y de la solución.
Solución óptima:	Solución que optimiza la función objetivo. Analógicamente es el individuo mejor dotado del entorno.
Solución sub-óptima:	Solución de calidad cercana a la solución óptima o de calidad aceptable para las condiciones del problema planteado.

BIBLIOGRAFÍA

Bibliografía

- [1] “Directiva Europea 2009/28/CE. Del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al Fomento del uso de la Energía de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE”. Diario Oficial de la Unión Europea, 25 de junio de 2009.
- [2] Informe en relación con la cumplimentación del artículo 4.3 de la directiva 2009/28/CE, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energías procedentes de fuentes renovables.
- [3] Asociación Empresarial Eólica, <http://www.aeeolica.es>
- [4] *Wind in power, 2009 European statistics*. The European Wind Energy Association (EWEA), February 2010.
- [5] C. Vilar. “Fluctuaciones de tensión producidas por los aerogeneradores de velocidad fija”. Tesis Doctoral. Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de ingeniería eléctrica. 2002.
- [6] C. W.TAYLOR. *Power system voltage stability*. California: McGraw Hill, 1994.
- [7] P. KUNDUR. *Power system stability and control*. California: McGraw-Hill, 1994.
- [8] T.VAN CUSTEM and C. VOURNAS. *Voltage stability of electric power systems*, Kluwer, 1998.
- [9] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Anderson, A. Bose, C. Cañizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C.W. Taylor, T. Van Custem and V. Vittal. “Definitions and classification of power system stability”, IEEE/CIGRE Joint Task force on Stability Terms and Definitions, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, Aug. 2004.
- [10] C. P. Steinmetz. “Power control and stability of electric generating stations”, *AIEE Trans.*, vol. XXXIX, Part. II, pp. 1215-1287, Jul. 1920.
- [11] AIEE Subcommittee on Interconnections and Stability Factors. “First report of power system stability”, *AIEE Trans.*, pp. 51-80, 1926.
- [12] V. Ajjarapu and B. Lee. "Bibliography on voltage stability", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.13, no.1, pp.115-125, Feb. 1998.
- [13] IEEE Working Group on Voltage Stability. “Voltage stability of power systems: concepts, analytical tools, and industry experience”. *IEEE Special Publication 90TH0358-2-PWR*, 1990.
- [14] IEEE Working Group on Voltage Stability. “Suggested techniques for voltage stability analysis”. *IEEE Special Publication 93TH0620-5-PWR*, 1993.
- [15] IEEE Working Group on Voltage Stability. “Voltage collapse mitigation”. *IEEE Power System relaying Committee*, 1996.

- [16] CIGRE Task Force 38-02-10. "Modeling of voltage collapse including dynamic phenomena". *CIGRE Publication*, 1993.
- [17] CIGRE Task Force 38-02-11. "Indices predicting voltage collapse including dynamic phenomena". *CIGRE Publication*, 1994.
- [18] CIGRE Task Force 38-02-12. "Criteria and countermeasures for voltage collapse". *CIGRE Publication*, 1994.
- [19] CIGRE Working Group 34-08. "Protection against voltage collapse". *CIGRE Publication*, 1998.
- [20] C. A. Cañizares, editor. "Voltage stability assessment: concepts, practices and. Tools", *IEEE-PES Power Systems Stability Subcommittee Special Publication*, SP101PSS, Aug. 2002.
- [21] IEEE Committee Report. "Proposed terms and definitions for power system stability. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-101, no. 7, pp. 1894-1898, Jul. 1982.
- [22] Reactive Reserve Working Group (RRWG). *Guide to WECC/NERC Planning Standards I.D: Voltage support and reactive power*, Western Electricity Coordinating Council, Mar. 2006.
- [23] V. AJJARAPU. *Computational techniques for voltage stability assessment and control*. Iowa State University: Springer, 2006.
- [24] IEEE Task Force Report. "Standard load models for power flow and dynamic performance simulation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 3, pp. 1302-1313, Aug. 1995.
- [25] CIGRÉ Working Group 14.19. "Static Synchronous Compensator (STATCOM)", *CIGRE Publication*, 1999.
- [26] University of Washington, Power Systems Test Case Archive. Disponible en: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>.
- [27] PowerWorld Corporation, <http://www.powerworld.com>.
- [28] BOE 197. P.O.-1.1. "Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico". Disponible en <http://www.ree.es>, Julio 1998.
- [29] BOE 197. P.O.-1.4. "Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el operador del sistema". Disponible en <http://www.ree.es>, Julio 1998.
- [30] J. Martínez. "Resolución de restricciones técnicas en la programación diaria de la generación mediante descomposición de Benders". Tesis Doctoral. Universidad Carlos III de Madrid, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2004.
- [31] A.J. WOOD and B.F. WOLLENBERG. *Power Generation, operation and control*. 2ª Edición, John Wiley & Sons, 1996.
- [32] A. Escobar, L.A. Gallego. "Análisis estático de contingencias de voltaje en sistemas eléctricos de potencia". *Scientia et Technica* Año X, No 26, Diciembre 2004.

-
- [33] D. Pudjianto, S. Ahmed and G. Strbac. "Allocation of Var support using LP and NLP based optimal power flows", *IEE Proc. Generation, Transmission, and Distribution*, vol. 149, pp. 377-383, 2002.
 - [34] K. Aoki, M. Fan and A. Nishikori. "Optimal Var planning by approximation method for recursive mixed-integer linear programming", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, pp. 1741-1747, 1988 .
 - [35] J. R. S. Mantovani and A. V. Garcia. "A heuristic method for reactive power planning", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, pp.68-74, 1996 .
 - [36] M. Delfanti, G. Granelli, P. Marannino and M. Montagna. "Optimal capacitor placement using deterministic and genetic algorithms", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, pp. 4041-1046, 2000.
 - [37] C. T. Hsu, Y. H. Yan, C.S. Chen and S.L Her. "Optimal reactive power planning for distribution systems with nonlinear loads", *Proc. IEEE Region 10 Int. Conf. Computer, Communication, Control and Power Engineering*, vol. 5, pp. 330-333, 1993.
 - [38] B. B. Chakrabarti, D. Chattopadhyay and C. Krumbler. "Voltage stability constrained Var planning-a case study for New Zealand", *Proc. LESCOPE '01 Large Engineering Systems Conf. Power Engineering*, pp. 86-91, 2001.
 - [39] D. Chattopadhyay and B. B. Chakrabarti. "Reactive power planning incorporating voltage stability", *Int. J. Elect. Power and Energy Syst.*, vol. 24, pp. 185-200, 2002.
 - [40] D. Chattopadhyay and B. B. Chakrabarti. "Voltage stability constrained Var planning: Model simplification using statistical approximation", *Int. J. Elect. Power and Energy Syst.*, vol. 23, pp. 349-358, 2001.
 - [41] Y. L. Chen. "Weak bus oriented reactive power planning for system security", *IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution*, vol. 143, pp. 541-545, 1996.
 - [42] V. Ajjarapu, P. L. Lau and S. Battula. "An optimal reactive power planning strategy against voltage collapse", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, pp. 906-917, 1994.
 - [43] O. O. Obadina and G. J. Berg. "Var planning for power system security", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 4, pp. 677-686, 1989.
 - [44] R. C. Dageneff, W. Neugebauer and C. Saylor. "Security constrained optimization: An added dimension in utility systems optimal power flow technology", *IEEE Comput. Appl. Power*, pp. 26-30, 1988.
 - [45] B. Cova. "Contingency constrained optimal reactive power flow procedures for voltage control in planning and operation", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, pp. 602-608, 1995.
 - [46] B. Venkatesh , G. Sadasivam and M. A. Khan. "An efficient multi-objective fuzzy logic based successive LP method for optimal reactive power planning", *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 59, pp. 89-102, 2001.

- [47] L. L. Lai and J. T. Ma. "Application of evolutionary programming to reactive power planning-comparison with nonlinear programming approach", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, pp. 198-206, 1997.
- [48] K. H. Abdul-Rahman and S. M. Shahidehpour. "Application of fuzzy sets to optimal reactive power planning with security constraints", *IEEE Trans. Power System*, vol. 9, pp. 589-597, 1994.
- [49] R. A. Gallego, A. J. Monticelli and R. Romero. "Optimal capacitor placement in radial distribution networks", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, pp. 630-637, 2001.
- [50] T. Gomez, I. J. Perez-Arriaga, J. Lumbreras and V. M. Parra. "A security-constrained decomposition approach to optimal reactive power planning", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, pp. 1069-1076, 1991.
- [51] D. Chattopadhyay, K. Bhattacharya and J. Parikh. "Optimal reactive power planning and its spot pricing: An integrated approach", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, pp. 2014-2020, 1995.
- [52] K. Y. Lee, X. Bai and Y. M. Park. "Optimization method for reactive power planning by using a modified simple genetic algorithm", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, pp. 1843-1850, 1995.
- [53] K. Y. Lee and F. F. Yang. "Optimal reactive power planning using evolutionary algorithms: A comparative study for evolutionary programming, evolutionary strategy, genetic algorithm, and linear programming", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, pp. 101-108, 1998.
- [54] S. Granville, M. V. P. Pereira and A. Monticelli. "An integrated methodology for Var sources planning", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, pp. 549-557, 1988.
- [55] J. Z. Zhu, C. S. Chang, W. Yan and G. Y. Xu. "Reactive power optimization using an analytic hierarchical process and a nonlinear optimization neural network approach", *IEE Proc. Generation, Transmission, and Distribution*, vol. 145, pp. 89-97, 1998.
- [56] Y. L. Chen and Y. L. Ke. "Multi-objective Var planning for large-scale power systems using projection-based two-layer simulated annealing algorithms", *IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution*, vol. 151, pp.555-560, 2004.
- [57] W. S. Jwo, C. W. Liu, C. C. Liu and Y. T. Hsiao. "Hybrid expert system and simulated annealing approach to optimal reactive power planning", *IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution*, vol. 142, pp. 381-385, 1995.
- [58] K. Iba. "Reactive power optimization by genetic algorithm", *Proc. Power Industry Computer Application Conf.*, pp. 595-201, 1993.
- [59] Y. T. Hsiao C. C. Liu, H.D. Chiang and Y.L. Chen. "A computer package for optimal multi-objective Var planning in large scale power systems," *IEEE Trans. on PAS*, vol. 9, no. 2, pp. 668-676, May. 1994.
- [60] Y. L. Chen and C. C. Liu. "Multiobjective Var planning using the goal attainment method", *IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution*, vol. 141, pp. 227-232, 1994.

-
- [61] Y. L. Chen. "Weighted-norm approach for multiobjective Var planning", *IEE Proc. Generation, Transmission and*, vol. 145, pp. 369-374, 1998.
- [62] Y. L. Chen and C. C. Liu. "Interactive fuzzy satisfying method for optimal multi-objective Var planning in power systems", *IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution*, vol. 141, pp.554-560, 1994.
- [63] Y. L. Chen and C. C. Liu. "Optimal multi-objective Var planning using an interactive satisfying method", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, pp. 664-670, 1995.
- [64] R. Ramos, J. Vallejos and B. Barñacute, "Multi-objective reactive power compensation with voltage security", *Proc. 2004 IEEE/PES Transmission and Distribution Conf. and Expo.: Latin America*, pp. 302-307, 2004.
- [65] W. R. Thomas, A.M. Dixon, D.T.Y. Cheng, R.M. Dunnet, G. Schaff and J.D. Thorp. "Optimal reactive planning with security constraints", *Proc. IEEE Power Industry Computer Application Conf.*, 1995.
- [66] A. Venkataramana, J. Carr and R. S. Ramshaw. "Optimal reactive power allocation," *IEE Trans. on PASS*, vol. PWRS-2, no.1, pp. 138-144, Feb. 1987.
- [67] S.H. Zanakis and J.R. Evans. *Heuristics optimization: Why, When and How to use it*. Interfaces, Vol. 11, no.5, Oct. 1981.
- [68] J. DRÉO. *Metaheuristics of hard optimization*. Springer, Berlín. 2006.
- [69] A. DIAZ, F. GLOVER, H.M. GHAXIRI, J.L. GONZALEZ, M. LAGUNA, P. MOSCATO Y F.T. TSENG. *Optimización Heurística y Redes Neuronales en dirección de operaciones e ingeniería*. Paraninfo, Madrid, 1996.
- [70] Y. T. Hsiao, C. C. Liu, H.D. Chiang and Y.L. Chen. "A new approach for optimal Var sources planning in large scale electric power systems," *IEEE Trans. on PAS*, vol. 8, no. 3, pp. 988-996, Aug. 1993.
- [71] W. Zhang, Y. Liu and Y. Liu. "Optimal VAR planning in area power system", *Proc. Int. Conf. Power System Technology*, pp. 2072-2075, 2002.
- [72] K. Y. Lee and F. F. Yang. "Optimal reactive planning using evolutionary algorithms: a comparative study for evolutionary programming, evolutionary strategy, genetic algorithms, and linear programming", *IEEE Trans. on PAS*, vol. 13, no. 1, pp. 101-108, Feb. 1998.
- [73] V. Ajjarapu and A. Albanna. "Application of genetic based algorithms to optimal capacitor placement", *Proceedings of the First International Forum on Applications of Neural Networks to Power Systems*, pp. 251-255, 23-26 July 1991.
- [74] K. Iba. "Reactive power optimization by genetic algorithm", *Power Industry Computer Application Conference*, pp. 195-201, 4-7 May 1993.
- [75] A. J. Urdaneta, J.F. Gómez, E. Sorrentino, L. Flores and R. Díaz. "A hybrid genetic algorithm for optimal reactive power planning based upon successive linear programming", *IEEE Trans. on PAS*, vol. 14, no. 4, pp. 1292-1298, Nov. 1999.

- [76] Z. Y. Dong and D. J. Hill. "Power system reactive scheduling within electricity markets," *International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management*, vol. 1, pp. 70-75, 30 Oct. – 1 Nov. 2000.
- [77] D.E. GOLDBERG. *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*, Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc., Boston, MA, USA, 1989.
- [78] K. H. Abdul-Rahman, S. M. Shahidehpour and M. Daneshdoost. "AI approach to optimal Var control with fuzzy reactive loads," *IEEE Trans. on PAS*, vol. 10, no. 1, pp 88-97, Feb. 1995.
- [79] J. H. HOLLAND, *Adaptation in Natural and Artificial Systems*. University of Michigan Press, Ann Arbor. Republished by the MIT. press, 1992.
- [80] K. A. De Jong. "An analysis of the behavior of a class of genetic adaptive systems". PhD thesis, University of Michigan, 1975.
- [81] Z. MICHALEWIC. *Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs*, 3rd edition, Springer, Berlin, 1996.
- [82] D. B. FOGEL. *Evolutionary Computation. Toward a New Philosophy of Machine Intelligence*. Second Edition. IEEE Press. New York (USA). 2000.
- [83] J.M. Arroyo Sánchez. "Modelos y algoritmos para la explotación óptima de la generación en sistemas eléctricos centralizados y competitivos mediante algoritmos genéticos y programación lineal entera-mixta". Tesis Doctoral. Universidad de Castilla-La Mancha, Ciudad Real, 2000.
- [84] J.A. Diego-Mas, "Optimización de la distribución en planta de instalaciones industriales mediante algoritmos genéticos. Aportación al control de la geometría de las actividades.". Tesis Doctoral. Universidad Politécnica de Valencia, 2006.
- [85] K.A. DE JONG. *Genetic algorithms are not function optimizers*, Morgan Kaufmann, San Mateo, California, 1993.
- [86] C. Perfumo, G. Mora, y L. Rojas. "Algoritmos genéticos paralelos aplicados a la resolución de problemas de asignación de frecuencias en redes celulares". Tesina de Licenciatura en Informática. Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco Comodoro Rivadavia, Argentina, 2006.
- [87] A. Marczyk, "Genetics Algorithms and Evolutionary computation", disponible en <http://www.talkorigins.org/faqs/genalg/genalg.html>.
- [88] M. Srinivas and L.M. Patnaik. "Genetic algorithms: a survey," *Computer*, vol.27, no.6, pp.17-26, Jun 1994.
- [89] K.A. De Jong and W. A. Spears, "An analysis of the Interacting roles of population size and crossover in genetic algorithms", *Proc. First Workshop Parallel Problem Solving from Nature*, Springer-Verlag, Berlin, pp.38-47, 1990.
- [90] The MathWorks Company, <http://www.mathworks.com/>

-
- [91] Radial Test Feeders-IEEE Distribution Systems Analysis, disponible en www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html.
- [92] *Grid code-high and extra high voltage*. E.On Netz GmbH, Bayreuth, Germany, April 2006.
- [93] *Grid code, issue 3, rev.24*. National Grid Electricity Transmission plc, UK, October 2008.
- [94] *Grid code-version 3.0*. ESB National Grid, Ireland, September 2007.
- [95] *Nordic Grid Code*. Nordel, January 2007.
- [96] *Grid connection of wind turbines to networks with voltage above 100 kV, Regulation TF. 3.2.6*. Energinet, Denmark, May 2004.
- [97] *Grid connection of wind turbines to networks with voltage above 100 kV, Regulation TF. 3.2.5*. Energinet, Denmark, December 2004.
- [98] *Transmission provider technical requirements for the connection of power plants to Hydro-Quebec transmission system*. Hydro Quebec Transenergie, 2006.
- [99] *CanWEA –Canadian grid code for wind development review and recommendations*. Document No. 11163/OR/01 B., Garrad Hassan Canada Inc., 2005.
- [100] *Wind power facility technical requirements. Revision 0*. Alberta Electric System Operator (AESO), Canada, November, 2004.
- [101] *Interconnection for wind energy, final rule*. Federal Energy Regulatory Commission, USA, June 2005.
- [102] *P.O. 12.3. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones de producción de régimen especial*. REE, España, Noviembre 2005.
- [103] T. MILLER, *Reactive Power Control in electric Systems*. New York, John Wiley and Sons, 1982.
- [104] Z. T FAUR, *Effects of FACTS devices on static voltage collapse phenomena*, University of Waterloo, Ontario, Canada, 1996.
- [105] J.L. RODRIGUEZ, J.C. BURGOS y S. ARNALTE. *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*. Editorial Rueda, Madrid, 2003.
- [106] Bharat Singh y S. N.Singh, “Reactive Capability limitations of Double-Fed Induction Generators”, *Electric Power Components and Systems*, 37: 4, 427-440, 2009.
- [107] W. LEONHARD. *Control of electric drives*. Berlin, Springer, 1996.
- [108] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, www.idae.es.
- [109] Red Eléctrica de España, www.ree.es.
- [110] UNE 21301-1991. *Tensiones nominales de las redes eléctricas de distribución pública de baja tensión*.